目　　录

第一篇　下辽河坳陷

第二篇　下辽河坳陷外围盆地

CONTENTS

Part Ⅰ Lower Liao He Depression

Part Ⅱ Adjacent Basins of Lower Liao He Depression

第一篇　下辽河坳陷

第一章 概　　况

第一节　自然地理概况

下辽河坳陷位于辽宁省中南部，辽宁省省会沈阳市就在坳陷的东北部。

下辽河坳陷北、东、西三面环山，南面延入辽东湾水域，千山山脉和医巫闾山分布于坳陷的东、西两侧，是著名的风景区和旅游胜地；其北为康平、法库丘陵地带。坳陷内地势低洼，海拔在20米以下，是著名的辽河三角洲分布区域，也是辽宁省主要的粮食基地。辽河是流经全省的最大河流，全长1430公里，辽河及其支流运河、太子河流灌全区后注入辽东湾；此外，还有大凌河、绕阳河流经本区西部入海，河流之间沼泽遍布，苇塘、碱滩穿插其间。

下辽河坳陷气温适中，年平均气温在10℃左右。6～8月为高温天气，最高气温可达35℃，最高月平均气温为22～25℃；1～2月为严冬季节，最低气温可达−26℃，最低月平均气温在−12℃左右。每年11月中旬至翌年3月为封冻期，7～8月为雨季，年降雨量为600～900毫米。春、秋两季多风，东北风与西南风交替变化。就全区而言，除北部外基本上属于海洋性气候。

本区及其周边地区是天然地震活动区域，特别是近170多年来，大小地震不断，给人民生命财产造成巨大损失。最早的地震记录可追溯到1164年，该年5月沈阳发生了里氏5.2级地震，1256年9月，又在建平发生了里氏6.3级大地震。根据地震记录，4级以上的破坏性地震多达20次以上，其中以1975年2月在海城地区发生的地震最为强烈，达里氏7.3级。其次是1856年4月在大连地区发生的里氏6.7级地震。历史上共发生里氏7级以上地震1次，6级以上地震4次，5级以上地震10次，4级以上地震5次，4级以下的有感地震不计其数。地震活动最频繁的地区是在郯庐断裂带及其两侧。为了减少和避免地震对生命财产造成的危害，辽宁省和各级地方政府都十分重视天然地震的观测和预报工作，海城大地震以后，已在全省范围内形成了一个完整的天然地震监测网，及时进行预报，对预防天然地震发挥了积极的作用。

下辽河坳陷南部向辽东湾海域伸展，因此一个完整的坳陷应由陆地和海域两个部分组成，陆地部分面积12400平方公里，海域部分面积13100平方公里，总面积25500平方公里。陆地与辽东湾海域之间是一条极浅海—海滩带（从高潮线到水深为5米的水域）。由于辽河等水系入海携带了大量泥砂，这个带的宽度可达28公里，面积为2352平方公里，其中高潮线与低潮线之间的海滩带（潮间带）面积736平方公里，水深2～5米的极浅海带面积1616平方公里。海滩带的地形条件比较复杂，由于河流与海潮的双重影响，岸边形成了许多浅滩，岸上潮沟十分发育，在辽河和双台子河入海口还发育了一些河口沙坝，其中最大的盖州滩面积达100平方公里。

下辽河坳陷地处辽河下游平原区，东、西边缘有沈—大、京—哈两条铁路大动脉通过，并有沟—海铁路横贯全区。区内公路四通八达，交织成网状，各区县均有主干公路连接，交通十分方便。其四周为沈阳、辽阳、鞍山、营口、锦州等城市环抱，盘锦市居中，共包括6

市11个县（市）。这里也是辽宁省重要的工业基地。下辽河坳陷地理位置十分有利于石油及天然气的勘探和开发，下辽河坳陷的交通位置见图1-1-1。

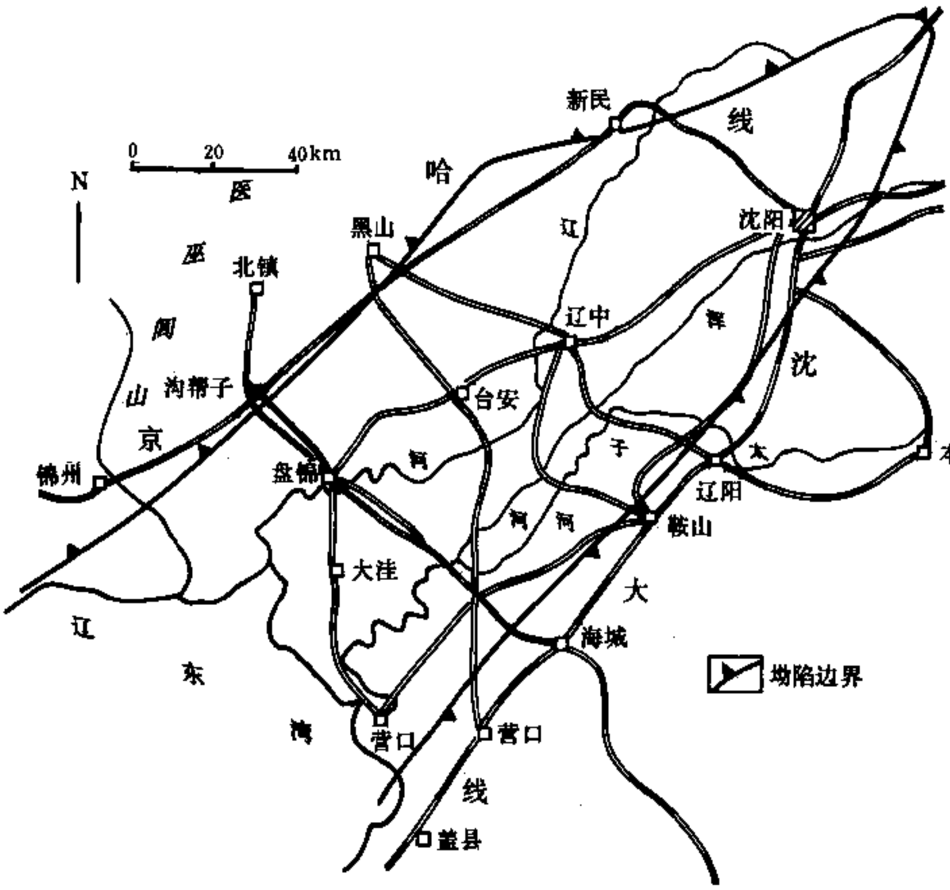


图1-1-1 下辽河坳陷交通位置图

第二节 油气勘探概况

下辽河坳陷是以下第三系为主要勘探目的层的含油气坳陷。它是渤海湾含油气盆地的一个组成部分，位于渤海湾盆地的东北角，根据地质构造特点，下辽河坳陷陆上部分又可以进一步分为东部凹陷、西部凹陷、大民屯凹陷、沈北凹陷、东部凸起、中央凸起、西部凸起等次一级构造单元，其中东部凹陷、中央凸起、西部凹陷一直向辽东湾海域延伸并且展宽，演化为辽东、辽中、辽西三个凹陷，其间为辽东、辽西两个凸起隔开。下辽河坳陷构造区划（包括辽东湾海域）见图1-1-2。

下辽河坳陷于50年代开始普查勘探，1955年开始进行地球物理勘探工作。1964年7月，地质部第一普查勘探大队在东部凹陷的黄金带构造上开始钻第一口探井—辽1井，发现油气显示。1965年7月，东部凹陷大平房构造上的辽2井首先喷出工业气流，证实了下辽河坳陷的含油性，使油气勘探进入一个新的时期。1967年，地质部将这一地区的勘探工作移交给石油工业部，由大庆油田的石油勘探队伍南下组成六七三厂，继续对下辽河坳陷进行

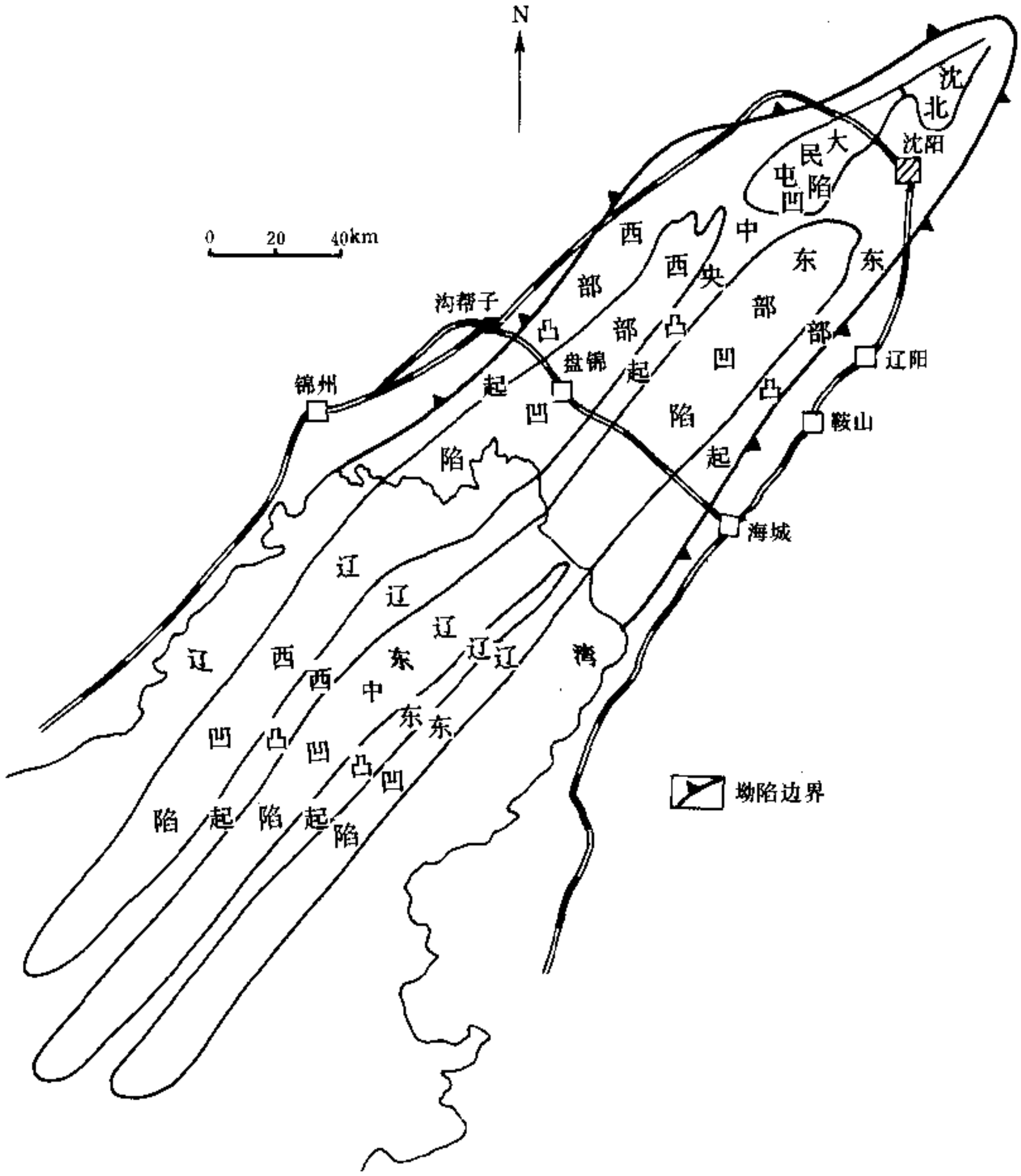


图 1-1-2 下辽河坳陷构造区划图

勘探。1970 年 3 月，以制服黄金带构造黄 5 井强烈井喷为契机，石油工业部根据国务院的批示，调集大港油田的勘探队伍与原大庆油田六七三厂的勘探队伍组成辽河石油会战指挥部，开始下辽河地区的石油会战，同年 6 月，开始向鞍山钢铁公司供输天然气，当年生产原油 5 千吨。1971 年，兴隆台油田投入开发，开始承担国家下达的原油生产任务，同年 9 月，第一列火车原油外运，并开始向盘山炼油厂输油，当年生产原油 10.6 万吨。1973 年原油生产突破百万吨大关，1974 年又突破 200 万吨。到 1988 年底，下辽河坳陷陆地部分已进行了重力、磁法、航磁、扭秤、垂向测深、大地电流等多种方法的地球物理综合勘探，仅地震勘探一项，累计完成二维地震测线 53896 公里，其中 4 个凹陷 7060 平方公里面积内共完成二维地震测线 48383 公里，平均每平方公里测线 6.85 公里。随着勘探程度和精度的提

高，数字地震仪逐渐取代了模拟地震仪，覆盖的次数也由勘探初期的单次测量、6次覆盖提高到目前的24次覆盖，共完成数字6～24次覆盖测线19854公里。从1985年开始进一步用三维地震面积测量的方法来提高地震勘探的精度和识别地质体的能力，已经完成三维地震1346.61平方公里。到1989年底，下辽河坳陷陆地部分已钻各类井7724口，钻井总进尺1630.72万米，其中探井1517口，探井进尺385.54万米，找到了兴隆台、高升、曙光、欢喜岭、双台子、双南、牛心坨、大洼、海外河热河台、于楼、黄金带、大平房、牛居、青龙台、茨榆坨、前进（大民屯)、静安堡、法哈牛、边台等20个油气田。1989年，生产原油1335.05万吨，天然气17.14亿立方米，辽河油田已成为全国第三个大油田，下辽河坳陷的几个生油凹陷也开始进入勘探的高成熟阶段。

下辽河坳陷辽东湾海域部分的勘探也已展开。1979年，曾在辽东湾海域的辽西凸起南、北两端各钻了一口预探井，北端的辽1井在进入下第三系沙河街组一段后因强烈的天然气井喷而报废，南端的辽5井钻遇了奥陶系石灰岩，也发现了油气显示。这两口井的钻探结果充分地揭示了辽东湾海域含油气前景，目前这一地区的勘探由海洋石油总公司渤海石油公司承担，已经在辽东湾的北段靠近下辽河坳陷陆地部位找到了油田和气田。近一二年内，承担下辽河坳陷油气勘探和开发的辽河石油勘探局也将在辽东湾海域5米水深线以内的极浅海区和潮间带进行油气勘探。

第二章 勘探历程

自1955年地质部在下辽河坳陷开始用地球物理方法进行普查勘探以来，到1989年已整整经历了34个年头，就是从1964年开始钻第一口预探井起算，也已经有25年的勘探历史。30多年来，下辽河坳陷勘探有很大发展，目前已经建设成为全国第三个大含油气区。

下辽河坳陷的勘探历程是在总结吸取正反两个方面经验的过程中向前发展的，它是一个不断从实践到认识逐步深化的过程，也是一个不断开创出新局面的过程。

第一节 勘探的几个主要阶段

下辽河坳陷的勘探经历了八个大的阶段，随着勘探工作的进展，勘探方法的改进，新技术的采用和勘探精度的提高，以及对地质规律认识的深化，在一个勘探历史阶段中又穿插有其他历史阶段的勘探工作，在时间上和地域上形成交叉重叠的复杂关系。

一、勘探区域的准备

从1955年开始勘探到1964年钻第一口区域探井——辽1井，用了近10年时间，这是一个以地球物理方法为主的综合勘探阶段，也是对下辽河坳陷进行全面勘探前的准备阶段，其目的是为了对整个坳陷有一个基本的认识，并进行初步评价。这个阶段进行了包括重力、磁法、航磁、电法、地震等多种地球物理勘探，完成的工作量详见表1-2-1。

这个阶段完成了对下辽河坳陷的普查任务，查明了坳陷的分布范围，基底结构及其埋藏深度，边界位置和接触关系，划分了次一级的构造单元（凹陷与凸起），初步查明了各凹陷内二级构造带的轮廓，并对下辽河坳陷的含油气远景进行了初步评价。

表1-2-1 历年地球物理勘探工作量表

项目	物性测定		重力测量		航空磁测		地面磁测		
	密度	磁化率	剖面	面积 1/20万	面积 1/100万	面积 1/20万	面积 1/20万	面积 1/10万	剖面
计算单位	块	块	km	km^2	km^2	km^2	km^2	km^2	km
工作量	15956	12999	485	20525	54062.5	20325	27962.5	4100	485

项目	扭称测量	垂向测深			大地电流		地震测量		
	面积 1/10万	剖面	面积 1/20万	面积 1/10万	面积 1/50万	面积 1/20万	反射剖面	折射剖面	地震测井
计算单位	km^2	点/km^2	点/km^2	点/km^2	点/km^2	点/km^2	km	km	口
工作量	1167	270/660.5	1329/118	199/985	53/1888	985/9475	23100.11	63.25	23

由于勘探手段和精度的限制，这些认识都是初步的，但已为在这一地区进一步展开区域勘探准备了必要的条件。

二、区域展开，选择重点勘探区

从 1964 年地质部在下辽河坳陷钻第一口区域探井，到 1970 年国务院正式批准加速辽河油气资源勘探之前为一个阶段。截止到 1970 年 3 月，地质、石油两系统所属单位已累计完成地震测线 4297 公里，并在 3 口探井上进行了地震测井。累计完成区域探井和预探井 35 口，另有 3 口探井因工程事故而报废，累计完成探井进尺 85901 米。先后钻探了 13 个局部构造。

由于当时地震勘探程度很低，而且使用的都是比较原始的“51 型”地震仪，精度很低，直到 1968 年冬才部分地使用磁带地震仪，但工作量很少，且多次覆盖还没有提到日程上来，因此勘探成果只能是粗线条的，区域勘探也是在这个基础上展开的。要在这个基础上于 12400 平方公里面积内精选构造，确定好突破口，进行钻探部署，并把预探井的井位部署在局部构造有利部位上，仍有很大难度。由于对已有的地震资料进行了细致的分析研究，对于第一批区域探井和预探井部署的决策基本上是正确的，虽因资料精度的限制，这些井没有全部落在各个局部构造的最佳部位，但都部署在目前已知的二级构造带的圈闭范围内，而且在首次钻探的 13 个局部构造中，有 8 个获得工业油流，4 个综合解释有油气层，勘探成功率仍高达 61.5%。

这个阶段勘探可分两个时期，1967 年以前，地质部第一普查勘探大队在下辽河坳陷进行油气资源的区域勘探，先后钻探井 13 口，有 5 口探井获工业油气流。1967 年 3 月以后，石油工业部接替了该区勘探工作，在已经发现油气的基础上，进一步扩大了已取得的勘探成果。

下辽河坳陷区域勘探首先从东部凹陷的南部地区展开，由于这一地区地震勘探程度较高，条件比较成熟，因此勘探的重心一直放在这一地区。第一口区域探井——辽 1 井就部署在东部凹陷南部的黄金带构造上，该井虽因工程事故而报废，未达到预定的钻探目标，但可喜的是首次钻探就发现很好的油气显示，初步揭示了东部凹陷的含油气远景。1965 年 7 月，在东部凹陷南部大平房构造上布置的第二口区域探井——辽 2 井完井试油，首次获得工业油流，接着又喷出工业气流。

在大平房构造获得工业油气流后，迅速扩大勘探成果，又在热河台、荣兴屯、欧里坨子等构造上相继获得工业油气流，从而进一步证实了下辽河坳陷是一个大有希望的含油气区。从第一口区域探井开钻，发现油气显示，到首次获工业油气流，仅用了一年时间，取得了很高的勘探成效。

大庆六七三厂的勘探队伍接替下辽河坳陷油气资源的勘探以后，除了发展已有的勘探成果外，整个勘探工作的特点是：地震勘探以详查、落实局部构造为主，寻找更多的有利圈闭。钻探部署仍着眼于区域展开，以预探地震发现的局部构造为主要目标，并把勘探的范围扩展到西部凹陷。经过几年勘探，在完成的 35 口探井中，获工业油气流的探井增加到 19 口，新发现了兴隆台、黄金带、于楼、榆树台等具有工业开采价值的含油构造，其中热河台和黄金带两个含油构造已证实为油气田。特别是一些构造上钻出高产油气井，明确了勘探的主攻方向，为勘探重点地区的确定准备好了条件。通过制服黄金带构造黄 5 井的强烈井喷，不但谱写了一曲盘锦十万工农兵群众同心协力抢险保井的英雄凯歌，也迎来了辽河地区石油勘探的新时期。

三、详探兴隆台，解剖二级构造带

1970 年 3 月，经国务院批准，石油工业部正式决定加速辽河地区油气资源的勘探，调

集大港油田近万名勘探队伍与原大庆六七三厂的勘探队伍一起，组成辽河石油勘探会战指挥部，后来把辽河油田称为三二二油田。

辽河石油勘探会战指挥部的成立，标志着一个新勘探阶段的开始，勘探队伍迅速扩大，钻井队由1969年的6个，增加到1970年的21个，至1975年扩大到54个。地震队伍也由原来的2个增加到11个，特别是在1970年冬到1971年春的地震勘探年度内，组织了一次地震小会战，参加会战的地震队多达27个。地震技术装备也有很大改善，模拟多次覆盖逐步取代了单次测量，地震资料的精度和质量都有所提高。

辽河地区石油会战开始以后，由于勘探队伍的扩大、技术力量的增强、技术装备的更新、地震资料的精度和质量的提高，促使勘探工作产生了质的飞跃。区域展开达到一定程度，需要在最有利的部位集中力量进行钻探，迅速拿下油田。因此，这个时期勘探的主导思想是：选准勘探的重点地区，集中力量进行整体解剖，同时以一定力量甩开进行区域勘探，在有利的勘探领域继续扩大勘探成果。这样，详探兴隆台，解剖二级构造带，就成为这个时期的中心环节。

经过会战初期进一步甩开钻探，勘探范围已扩展到大民屯、西部、东部等3个主要生油凹陷，并且有9个二级构造带获得了工业油气流。如何选准勘探的主攻方向，是一项重要的决策问题，直接关系到勘探的速度和成效。通过分析对比，兴隆台二级构造带比其他二级构造带具有更优越的条件，因而确定它为集中力量进行勘探的重点地区。

西部凹陷是下辽河坳陷的主要生油凹陷，深而开阔。兴隆台二级构造带是该凹陷内的一个二级构造带，是“凹中之隆”，处于陈家、盘山、清水诸生油洼陷之间，构造位置十分有利。兴隆台二级构造带包括兴隆台和马圈子两个局部构造（刚开始钻探时马圈子构造尚未发现），构造带呈北东方向展布，并为一系列北西西方向的断层切割，形成了一个个呈阶梯状总趋势为级级南降的三级断块。

1969年，开始钻探兴隆台二级构造带，当时在兴隆台构造的高点部署了兴1、兴2两口预探井。同年9月，兴1井在沙河街组一段中部（黄金带油层）试油，首次获得百吨以上的高产油气流，8毫米油嘴自喷，日产达152.4吨，从而发现了兴隆台含油构造。兴2井也于1970年获得工业油流。经过进一步钻探证实，其含油范围主要受二级构造带控制。特别是沙河街组二段（兴隆台油层）高产主力油层的发现，为重点探区的最终确定提供了重要依据。

兴隆台二级构造带作为重点勘探区的确定，是勘探重心由东部凹陷向西部凹陷的第一次大转移。

立足于二级构造带整体含油，把一个二级构造带作为一个基本的勘探单元，是整体解剖兴隆台二级构造带的基本出发点。根据该构造带每一个三级断块形成一个独立的油气藏的特点，遂将其作为一个具体的勘探开发单元，准备一块，勘探一块，开发一块，因此，它也是勘探与开发相结合的最早尝试。通过对兴隆台二级构造带的整体解剖，先后找到了兴1、兴20、兴212、兴42、马7、马20、马19等高产断块，并且迅速形成生产能力。随着一个个勘探成熟区块正式投入开发，原油产量也逐年增长，到1975年就全面拿下了兴隆台油田，年产原油从1970年的2152吨，增长到1975年的245.4万吨，达到一个新的高度。兴隆台油田从开始勘探，到油田建成全面投入开发，仅用了6年时间，这是辽河地区石油会战以来，在当时基础十分薄弱的条件下取得的一项重大成果。

在兴隆台集中力量进行勘探和产能建设的同时，区域勘探也有重要进展。除了已经证实

的兴隆台、黄金带、热河台等 3 个油气田外，又探明了于楼、大平房、前进屯（大民屯）、法哈牛、双台子等 5 个油气田，并上报了石油及天然气地质储量，油气田增加到 8 个，另外还发现了 15 个具有工业开采价值的含油构造。特别是在面积仅有 800 平方公里的大民屯凹陷找到了丰富的油气资源，开拓了小凹陷找油的新领域，为全国石油及天然气勘探作出了榜样。

到 1975 年底，下辽河坳陷已累计完成地震测线 19740 公里，完成各类探井 68 口，探井总进尺为 20.45 万米，勘探工作进入到一个新的阶段。在主攻兴隆台的同时，还抓紧了对其外围地区的区域勘探，这就为新的勘探主战场的选择和接替准备了必要的条件。

四、主攻西斜坡，拿下大油田

勘探工作能否向前发展，取决于新勘探区域或新领域的准备是否成熟。为了很好地贯彻石油工业部提出的“三个接替”的方针，在集中力量勘探兴隆台的同时，就着手新勘探地区的准备。新勘探接替区的准备是在东部凹陷北部的牛居—青龙台断裂背斜构造带和西部凹陷的西部斜坡带同时展开的。

东部凹陷北部的牛居-青龙台断裂背斜构造带面积 303 平方公里，也是一个凹中隆。早在 1971 年进行区域预探时，牛居构造上的牛 1 井就已经获得工业油流，但间喷出油，产量不高。1974 年又在牛居构造的主体部位完成了牛 5 井，通过试油，在沙河街组一段中部（黄金带油层）喷出了日产原油 254 立方米、天然气 25060 立方米的高产油气流。这一重大成果加速了牛居—青龙台构造带的勘探步伐。但是，由于该地区地质构造条件十分复杂，当时的地震技术尚不足以认识其规律性，因此，进一步钻探的结果没有取得新的突破。

西部凹陷的西部斜坡带原来叫做高升—西八千断裂鼻状构造带，是因其从北到南有一系列自西向东伸出的鼻状构造组成而命名，总勘探面积达 1230 平方公里，占整个西部凹陷面积的一半以上。经过多年地震勘探，对这个面积很大的西部斜坡带的构造面貌和地质特征已经有了基本了解，并且在这个斜坡带上发现了高升、曙光、杜家台、胜利塘、齐家、欢喜岭、西八千等受断裂控制的、以鼻状构造为主要特征的局部构造圈闭，已经具备了进行预探的条件。

西部斜坡带的预探开始于 1973 年，当时圈定的西部斜坡带（高升—西八千断裂鼻状构造带）构造面积只有 710 平方公里，约为目前确定的西部斜坡带面积的一半。1973 年在该带南段完成了千 1 和锦 1 两口预探井，千 1 井位于斜坡的最高部位，未发现油气显示，但却钻遇了侏罗系的厚煤层；锦 1 井经过试油，首次在 3128.8～3131.4 米层段，沙河街组二段（兴隆台油层）获得少量油和气，数量虽少，但意义重大。1974 年，又在西部斜坡带上完成了锦 2、杜 1、杜 2、杜 4、曙 1 等探井，勘探范围扩大到斜坡带的中段，用后来的地震资料检查，虽然这些井都没有落在局部圈闭的最佳部位上，但普遍见到了油气显示，有的井测井资料综合解释有油气层。通过这些井钻探的发现，说明初探斜坡带已取得明显效果，证实了西部斜坡带的含油气前景。特别是西部凹陷内发育的主要生油岩系，在西部斜坡带也广泛发育，而且厚度很大，在生油岩系内又发育了多套储集层，而斜坡带内断裂非常发育，形成了多种圈闭类型。西部斜坡带生、储、盖、圈闭的条件都很完备，因此把西部斜坡带选作接替兴隆台重点勘探区的决策是正确的。

主攻西斜坡是两个勘探接替准备区最终选择的结果，也是全局勘探工作重心的第二次大转移。

1975 年是西部斜坡带勘探取得重大突破的一年，也是对该区展开全面勘探的一年。4

月，斜坡带南段的欢喜岭地区首开记录，杜4井在沙河街组四段（杜家台油层）试油，获百吨以上的高产油流，该井在2641.8～2659.0井段，射开3层8.4米，10毫米油嘴求产，日产油113.8吨、天然气13953立方米。这是欢喜岭油田的第一口发现井，也是西部斜坡带的第一口发现井。5月，西部斜坡带中段的曙光地区杜7井也在杜家台油层获得近百吨的高产油流，在1946.4～2016.0米井段，日产油98.3吨、天然气6786立方米，这是曙光油田的第一口发现井。10月，西部斜坡带北段高升地区的高1井又在沙河街组四段（高升油层）试油获得工业油流。至此，整个西部斜坡带从南到北捷报频传、全面开花，勘探的形势越来越好，西部斜坡带作为重点勘探区的地位已经水到渠成。

根据西部斜坡带勘探的大好形势，1975年底，石油工业部组织了曙光石油会战。大庆油田的石油队伍亦南下并肩作战，在曙光地区大约200平方公里的范围内进行全面勘探和开发，在不到两年的时间里就基本探明了石油及天然气储量，一举拿下曙光油田。

1977年，开始高升油田的全面勘探，其主要含油目的层为莲花油层，是发育在沙河街组三段内部的一个浊积砂体，油层厚而且集中，几乎没有明显的泥岩隔层，高点部位油气层的厚度可达200米以上，虽然含油范围仅有16平方公里，但却是一个油、气储量丰度非常高的油田。经过一年勘探，就探明了含油面积和储量。1978年勘探与开发的重心移到了西部斜坡带南段的欢喜岭油田。

西部斜坡带北部比较狭窄，向南逐渐开阔，南部欢喜岭地区的构造面貌和断裂发育程度要比北部高升地区复杂得多。在欢喜岭地区，斜坡带又可以进一步分为上台阶、高垒带、下台阶等三个次级带，这三个带的特征由南向北一直可以延伸到曙光油田。由于上台阶主要是稠油分布的区域，而下台阶油层的埋藏深度又太大，因此从一开始就把着眼点放在勘探高垒带上。高垒带油层埋藏深度适中、油层巨厚、产量很高、储量丰富。按照先肥后瘦、先易后难、先浅后深的原则，首先集中勘探了高垒带上的锦16、欢26两个高产区块，以后以滚动勘探开发方式步步向外扩展，并向深部发展，由寻找构造油气藏为主逐渐向寻找隐蔽油气藏的方向深化，到1978年底，就基本探明高垒带的含油气面积和石油及天然气地质储量，取得非常明显的勘探效果。拿下高垒带以后，迅速扩大成果，一方面在下台阶加强找油，另一方面集中勘探上台阶稠油富集区块，并进行稠油开采攻关，很快取得经济效益。勘探实践证明，西部斜坡带稠油资源非常丰富，目前高升、曙光、欢喜岭三个油田探明的稠油储量已占整个西部斜坡带探明石油地质储量的56.7%。直到1989年，这个滚动勘探开发过程还没有完结，往往是一些勘探成熟的区块已经全面投入开发，而另一些区块则正在进行评价性钻探，有一些区块甚至刚刚开始预探。

西部斜坡带从开始预探、发现油田到探明石油及天然气储量、全面投入开发，前后只用了5年时间，特别是1975年在欢喜岭、曙光、高升等地区先后获得工业油气流以后，一年勘探、开发一个油田，三年跨出三大步，不但体现了较高的勘探速度和成效，而且也体现了勘探技术水平的提高。

西部斜坡带有着极其丰富的油气资源。到1988年底，西部凹陷西部斜坡带探明的石油地质储量占整个下辽河坳陷的60.6%，占西部凹陷的86.4%。虽然勘探程度已经很高，但仍不断有新的含油断块发现，含油范围还在进一步扩大，石油及天然气地质储量还在不断增加。现在，欢喜岭、曙光、高升都已成为石油地质储量超过1亿吨的大型油田，而且欢喜岭和曙光两个油田的含油面积已经连成一片。

西部凹陷西部斜坡带所以有如此丰富的石油和天然气资源，主要取决于西部斜坡带在整

个地质历史发展过程中所处的特定的地质环境。西部斜坡带是根据目前该带的构造面貌是一个斜坡而命名的，其实，西部斜坡在西部凹陷形成的早期（早第三纪沙河街组三、四段沉积时期）并不是一个斜坡，而是处于沉积的洼陷部位，直到现在，还没有在斜坡带上发现属于边缘相的沉积，说明当时的水域范围比现在的斜坡带还要宽阔。这一地带在其开始沉降时还残留着一些太古界和中、上元古界的潜山，后来在这些残留的潜山带上找到了潜山油藏。下第三系沙河街组三、四段是下辽河坳陷最主要的生油岩系，由于这个地带靠近西部陆源区，有着丰富的碎屑来源，多条水系自西而东流入西部凹陷，形成多个扇三角洲体系，因此，在生油岩系内部发育了多套巨厚的砂体，形成良好的生、储、盖组合条件。沙河街组三段沉积末期的构造运动使这个沉积和沉降的中心上升，形成斜坡的雏形，沙河街组一段沉积末期和东营组沉积末期的两次构造运动使已经形成的斜坡进一步加强，成为今日斜坡的构造面貌。由于西部斜坡带经历了多期构造运动，带内断裂十分发育，多期断裂系统组合在一起，形成一个个封闭型断块，以及在主要断层发育过程中产生的同生构造和基底古突起背景上形成的鼻状构造，使西部斜坡带具有多种圈闭类型。这些条件的有机组合，决定了西部斜坡带油气富集的条件。

在主攻西部斜坡带的同时，还在1979～1980年间，勘探开发了邻近西部斜坡带的双台子油田。

五、勘探潜山油藏，开辟新的勘探领域

下辽河坳陷潜山油藏的勘探开始于1972年，贯穿在各个勘探阶段中，并且经历了多次反复。潜山油藏是下辽河坳陷的重要勘探领域，在已经探明和控制的石油地质储量中占总储量的11.5%。1972年在勘探开发兴隆台油田时，在沙河街组三段以下发现了一套新地层，具有异常高的地层压力。兴210、213两口井在钻遇这套地层时接连发生井喷，兴210井因被喷垮而造成工程报废，兴213井井喷卡钻被迫钻杆完成，1973年11月11日投产测试，三个钻头水眼井底截流，井口畅喷，日产天然气80万立方米、凝析油110吨，油、气合在一起计算，号称千吨高产井。当时把兴213井获高产油气流的层位及其以下地层统称为“沙四段”。1973年，对兴隆台油田的“沙四段”进行重点勘探，但由于当时对潜山油藏的本质和形成条件缺乏认识，加上这一地区深层地震反射资料质量很差，没有提供存在潜山的信息，仍按照砂岩油藏的规律进行勘探，因而勘探具有很大的盲目性，直到后来经过深入研究才认识到所谓“沙四段”实质上是一套包括太古界混合花岗岩及其上的花岗角砾岩、火山喷发岩和下第三系底砾岩在内的复杂地层的总和，并不是一个特定历史阶段的常规沉积。兴213井的高压气流就产于下第三系底砾岩中，而其他一些井的油气，有的产自火山喷发岩中，有的产自花岗角砾岩中，也有的产自太古界混合花岗岩中，因此它实际上是一个在基底古突起控制下的由上述四套含油岩系组成的统一的潜山油藏。这个潜山四面为沙河街组三段生油岩包围，油源就来自生油泥岩 。兴隆台太古界混合花岗岩潜山发现以后，由于缺少认识古潜山的手段，潜山油藏的勘探无法在全区范围内展开，因而勘探工作一度停顿下来。

1975年后，从华北任丘中、上元古界油田的发现中得到很大启发，开始认真研究下辽河坳陷的基底结构和起伏变化，并对坳陷的周边进行地质调查，于是提出了西部凹陷的西部斜坡带可能残存有中、上元古界石灰岩潜山的问题。1978年做了大量勘探前的准备工作，进行多方面综合调查研究，复查了在“可疑沙四段”玄武岩以下发现过白云岩和变余石英砂岩的井的地质录井剖面，并与周边地质剖面联系起来，确认“可疑沙四段”玄武岩以下发现的这套新地层属于中、上元古。经过反复比较和筛选，认为曙2井一带是寻找任丘式潜山油藏最

有利的地区，因为曙2井已经揭示，这一带石灰岩潜山是含油的，并有大缝大洞的征兆。1979年初，在曙2井西北200米处部署了第一口潜山探井——曙古1井，一举发现了曙光石灰岩潜山油藏，经过试油获得高产油流。酸化以后，用38.5毫米油嘴自喷求产，日产油447吨，这是首次在下辽河坳陷内部找到的中、上元古界石灰岩潜山油藏。曙光潜山油藏发现后，为了避免勘探上的盲目性，加强了这一地区的地震勘探，补充新的地震测线，设想能找到一个像任丘油田那样的大型潜山油藏，在30平方公里范围内全面展开石灰岩潜山油藏的勘探。但是，每一个地区的潜山都有其形成油藏的特定地质条件，经过几年勘探，在下辽河坳陷没有找到类似任丘油田那样的大型潜山油藏。仅先后找到了曙光潜山（包括曙古1和曙古32两个潜山小山头）、杜家台潜山、胜利塘潜山（包括杜6和杜70两个潜山山头）等中、上元古界潜山油藏，组成山头的岩性有白云岩，也有变余石英砂岩，其共同的特点是，它们都是一些面积很小的潜山油藏，而且不是所有的潜山都形成潜山油藏，这些具有工业开采价值的潜山油藏都是与沙河街组三、四段成油时期的古山头联系在一起的，在由后期构造运动形成的新潜山山头上还没有发现油藏。

1983年，潜山油藏的勘探取得了新进展。在面积仅有800平方公里的大民屯凹陷首次发现太古界和中、上元古界的潜山油藏，开始了新一轮潜山油藏的勘探。早在1971年初，开始勘探大民屯凹陷时，就已经在凹陷东北部的沈2井发现了中、上元古界，揭开厚度8.5米，岩性为铁质石英细砂岩，未发现油气显示，由于揭开厚度太少，当时层位难以确定。1973～1975年间，在静安堡、曹台、法哈牛、韩三家子等构造上先后有8口探井钻遇太古界混合花岗岩，揭开潜山厚度最大可达339米，沈31、32、41、47及法9等5口井在混合花岗岩中见到了油气显示，曹台潜山上的沈41井在花岗岩井段裸眼测试获油流，由于原油为高凝油，未能求得产量，但初步证实了大民屯凹陷的太古界混合花岗岩潜山是含油的。大民屯凹陷潜山油藏的全面勘探是在对该凹陷用多次覆盖地震技术重新进行勘探以后进行的。1982年冬，东胜堡地区原来设计钻探第三系砂体的胜3井于井深2633米钻遇太古界混合花岗岩，从取上的岩芯看，花岗岩裂缝非常发育，有的碎裂成角砾状，裂缝中见到很好的油气显示，在揭露花岗岩267米后完井。1983年3月，射开底部63米，日产油183吨，天然气9964立方米，一举发现东胜堡混合花岗岩潜山油藏。通过分析对比，东胜堡地区预测的砂体顶面实际上就是太古界混合花岗岩的潜山面，地震资料经过重新处理后，获得了东胜堡潜山顶面清晰的反射资料。为了有效的进行潜山油藏的勘探，避免勘探上的盲目性，重新编制了大民屯凹陷基底结构和潜山埋藏深度图，对潜山进行分类划带，在这个基础上开始对不同类型的潜山山头进行钻探。1983年底，在静安堡断裂鼻状构造带上设计钻探第三系砂岩油藏的静3井加深钻探潜山，结果发现了中、上元古界石灰岩潜山油藏。静3井就在沈2井东北约900米处，于井深2632米以下发现一套灰质白云岩，岩芯裂缝十分发育，而且有很好的油气显示，在揭开白云岩段厚度80米后完井，进行裸眼测试，用热电缆在井下加温的方法获得了自喷能力，日产油116.4吨，天然气2683立方米，这是在大民屯凹陷首次发现的中、上元古界石灰岩油藏。静3井获高产油流后，根据这一地区的地震反射特征，预测了中、上元古界石灰岩可能分布的区域，很快就控制了静北石灰岩油藏的分布范围，搞清了潜山内幕的变化。

大民屯凹陷潜山成带分布，类型很多，有单断山，如东胜堡潜山；有垒状山，如曹台潜山；有残丘山，如静北石灰岩潜山；有断块山，如法哈牛潜山。几年来先后钻探发现了17个潜山山头，有15个潜山山头发现油气显示，10个潜山山头获得工业油流。东胜堡太古界

混合花岗岩潜山和静北中、上元古界石灰岩潜山是大民屯凹陷最主要的两个潜山油藏，不但含油面积大，而且产量高，一些井经过放喷求产，首次在潜山油藏中获得了千吨以上的高产油流，产量最高的安74井，日产油达2508吨。

潜山油藏的勘探在西部凹陷和大民屯凹陷都取得了重大成果，但是东部凹陷潜山油藏的勘探还没有取得突破。根据地震资料，东部凹陷也象西部凹陷和大民屯凹陷一样，基底结构和起伏变化很大，潜山很多，在70年代初期就钻探了中央凸起南部倾没带的潜山带，1979年又钻探了三界泡潜山带，完成了下辽河坳陷第一口深探井——界3井。界3井完钻井深4473.24米，在井深4088米以下进入下古生界的奥陶系，井底地层为寒武系，但未发现油气显示，试油也未获油气流。1980年又钻探了茨榆坨潜山带，虽然在太古界混合花岗岩中普遍都发现油气显示，但除牛76井获工业油流外，大部分井都不出油或只获少量油气流，因此，东部凹陷的潜山仍是一个需要进一步研究的重要勘探领域。

六、三探牛居获油田

所谓牛居地区的勘探实际上是以牛居—青龙台断裂背斜构造带为核心的整个东部凹陷北部地区的勘探。东部凹陷北部地区是指于家房子、铁匠炉一线以北的广大地区，东西宽约22公里，南北长约60公里，勘探面积达1290平方公里。通过应用数字地震技术，在这一地区取得了较好的地震反射成果，搞清了区域构造面貌。它包括牛居—青龙台断裂背斜构造带、茨榆坨潜山披覆构造带、头台—沈旦堡断阶带、东部斜坡带和大湾超覆带等二级构造带，以及于家房子、长滩等生油洼陷。

牛居—青龙台断裂背斜构造带是东部凹陷北部地区的中央背斜带，是一个凹中隆，构造面积303平方公里，由牛居、青龙台两个局部构造组成背斜带的主体。早在1964～1965年，牛居构造已为地震勘探所发现，1966年地质部在该构造上钻了第一口预探井—辽9井，发现油气显示，含油气层位为东营组，但试油出水，仅在水层中含少量天然气。石油工业部于1971年在牛居构造上钻了牛1井，于沙河街组一段获得工业油气流，证实牛居构造是一个具有工业价值的含油构造，这是第一次勘探牛居构造取得的成果。但是，总结牛1井的勘探成果后发现，由于当时地震仪器比较原始，地震资料的质量很差，牛1井实际上不在构造高点的最佳部位，而是位于东翼。牛1井虽然获得工业油流，但间喷出油，产量很低，没有取得勘探上的突破性进展，而这一时期正是以兴隆台为重点地区，集中力量解剖二级构造带的重要阶段，由于当时勘探力量不足，不允许分散力量，因而暂时将牛居构造的钻探搁置起来，而代之以高一层次的地震勘探，进一步落实这一地区的构造形态。

第二次上牛居进行勘探是在1974年，经过新一轮地震勘探，对东部凹陷北部地区的构造面貌，特别是牛居构造的形态已经搞得比较清楚，而兴隆台勘探工作已进入后期，允许抽出一定力量进行外围的勘探，着手准备新的重点勘探地区。根据断块油田勘探的经验，应该首先在高断块的高点部位部署钻探才能有所突破，遂于1974年在牛居构造主体部位的高垒块上钻了牛5井，在沙河街组一段层位，喷出了高产油气流。在牛5井2350.4～2403.0米井段试油，自喷日产油254吨、气25060立方米，且不含水，这一巨大成果打开了东部凹陷北部地区勘探的新局面。1974～1975年间，以牛居构造为中心，对整个地区展开全面勘探，先后钻探了牛居、青龙台、头台、四方台、茨榆坨、彰驿站等局部构造，几乎对所有二级构造带都进行了钻探，共完成探井16口，原设想经过这一轮勘探以后，使东部凹陷北部能成为接替兴隆台的重点勘探地区。但事与愿违，除牛居构造上的牛5井获高产油气流外，其他构造上的探井全部落空，使东部凹陷北部地区的勘探再一次处于低潮。分析钻探失败的

原因，还是在于这一地区地质构造条件复杂，现有的地震勘探手段（模拟6次覆盖）还不足以解决钻探需要解决的地质问题，因而作为勘探重点地区的条件尚不具备，勘探力量又转向西部凹陷西部斜坡带，中断了对这一地区的钻探。

东部凹陷北部地区的面积将近占该凹陷的一半，发育了数个面积超过100平方公里的二级构造带。大东部凹陷南部地区已经找到了热河台、于楼、黄金带、大平房等油田，还发现了欧里坨子、红星、荣兴屯、榆树台、油燕沟、海外河等含油构造；但北部地区经过两轮勘探，仅仅找到牛居一个含油构造。分析北部地区的地质构造条件虽然比较复杂，但作为油源基础的生油岩系却普遍存在，并且具有一定厚度，油气显示也十分广泛，说明这一地区曾有过油气生成运移过程，而且具有多种圈闭类型，生、储、盖组合条件也很好，关键是圈闭不落实。为了使这一地区的勘探能有大的突破，重新用数字地震仪部署地震详查，并把覆盖次数增加到24次，同时，改进野外施工和资料处理方法，取得较好的地震反射资料。在这个基础上反复落实局部构造，对圈闭范围、轴线方向、断层组合、断块划分、高点位置等方面都搞得比较清楚和准确，为这一地区的重新钻探打好了基础。

从1980年开始，对东部凹陷北部地区进行第三轮钻探，以牛居—青龙台断裂背斜构造带为重点进行整体解剖，终于使这一地区取得了突破，除进一步证实牛居构造是一个具有工业开采价值的油田外，并且首次在青龙台构造上获得了工业油、气流；在茨榆坨披覆构造的南段获得了工业气流，拓开了这一地区勘探的新局面。经过几年勘探，先后找到了牛居、青龙台、茨榆坨等复式油气田，目前这些油田都已全面投入开发，成为下辽河坳陷的又一个油区。

东部凹陷北部地区经过第三轮勘探虽然取得较大的成果，但与该区勘探面积不相称，与这个地区资源量的预测更不相称，还有一些领域需要深化勘探，这一地区仍有较大的潜力。

七、重上大民屯，开拓新油区

大民屯凹陷是下辽河坳陷三个主要生油凹陷中最小的一个凹陷，面积仅有800平方公里。这个凹陷的勘探可分为两个大的阶段，1971～1975年为一个阶段，1982年以后到现在为一个阶段。

经过1961～1970年的地震勘探，对大民屯凹陷的地质、构造特点和二级构造带的展布情况已经有了基本的认识。1971年3月，同时在前进断裂背斜构造带和静安堡断裂鼻状构造带首先钻探，先后完成了沈1和沈2两口预探井，虽然由于当时地震手段比较原始，编制的构造图精度不高，两口探井都没有部署在构造的高点部位，但钻探的结果都发现了油气显示，测井资料综合解释有油层，初步肯定了大民屯凹陷的含油气前景。沈2井因为发现的油层很薄，未下油层套管而地质报废；沈1井试油虽未获工业油气流，但首次在大民屯凹陷发现特殊的油品——富含地蜡的高凝油。沈1井出油的层位是沙河街组三段，原油性质见表1–2–2和表1–2–3。

表1–2–2　沈1井原油性质表

密度（20℃）(g/cm^3)	0.8765	粘度(80℃)(×10^{-3}Pa·s)	12.88
凝　固　点（℃）	53		含蜡（%）
48.65	含沥青+胶质（%）	9.72	

表 1-2-3　沈 1 井原油中地蜡特性表

地蜡型号		全地蜡型	半地蜡型	大结晶型
溶点(℃)		84	90	97
密度 (g/cm³)	20℃	0.9463	0.9578	0.9619
	100℃	0.7881	0.7991	0.8064
颜色		黄	浅黄	淡黄
地蜡收率(%)		25.3	11.5	3.6

沈 1 井位于前进断裂背斜构造带的北端，为了进一步认识该构造带的含油气情况，在其中段的腰岗子高点上又部署了沈 5 井和沈 6 井。1972 年，这两口井试油先后获得工业气流和工业油流，打开了这一地区勘探的新局面，接着该构造带北段的大古城子高点和南段的前当铺高点也都先后喷出工业油、气流，终于发现了前进（大民屯）油田。1972 年以后，在集中钻探前进断裂背斜构造带的同时，也注意凹陷内的区域展开。经过 5 年勘探，到 1975 年底，大民屯凹陷共钻各类井 82 口，其中探井 66 口，探井进尺 155429 米，找到了前进(大民屯)、法哈牛两个油气田，并发现了曹台、静安堡、偏堡子、韩三家子、大荒地等含油构造，证实了大民屯凹陷面积虽小，但有极其丰富的油气资源的推断。大民屯凹陷的勘探成果为在小凹陷找油、找气开创了成功的新经验：一个凹陷不论其面积大小，只要具有有利于生油的环境，生油母岩有一定的厚度和分布范围，有机质向石油转化达到生油的门限值，有广泛的油气运移过程，生、储、盖组合条件有利于油气的聚集，又具有多种多样的圈闭类型这些条件，就能够找到比较丰富的油气资源。小凹陷面积比较小，回旋的余地也小，这是不利的一面；但也有其有利的一面，由于凹陷比较小，来自凹陷边部的物源可以到达凹陷的各个部位，不但在正向的二级构造带上可以找到砂体分布，而且在负向的生油洼陷中可以找到砂体分布，形成多种多样的圈闭条件。在小凹陷里，二级构造带也好，生油洼陷也好，都是十分重要的勘探领域。

1975 年以后，由于西部凹陷的西部斜坡带已经成为全局勘探的主战场，勘探力量迅速向西部斜坡带转移，大民屯凹陷的勘探工作让位于这种形势而暂时中断。

由于大民屯凹陷过去所做的地震工作都是建立在单次测量基础上的，资料质量很差，地震解释成果远不能满足深化这一地区勘探的精度要求，难以使勘探工作进一步发展。1980 年以后，重上地震勘探，用模拟多次覆盖和数字地震取代老的地震资料，再加上资料处理方法的改进，处理手段的增加，并结合地震地层学的研究，对大民屯凹陷的基底结构、断裂发育、砂体分布和圈闭类型等都搞得比较清楚。在新一轮地震勘探和已有探井的基础上，重新对大民屯凹陷进行资源评价。勘探初期曾预测的资源量还不到 1 亿吨，经过第一阶段钻探，探明的石油地质储量已占预测资源量的 70%，似乎大民屯凹陷的勘探已经后劲不足。但是，新的地震勘探成果不仅推翻了原来对大民屯凹陷资源的预测，而且对凹陷的深度、沉积岩厚度、生油岩的分布范围、生油的门限值等都有了新的认识，经过多种方法的计算验证，预测这个凹陷的资源量可达数亿吨，这就为大民屯凹陷第二轮勘探指明了方向。

大民屯凹陷在第一阶段勘探时发现了高凝油分布范围很广，占整个凹陷面积的一半以上。但由于工艺技术不过关，一遇到高凝油就束手无策，这也是第一阶段后期勘探难以展开的一个原因。为了解决高凝油开采的工艺问题，进行多种方法攻关试验，从西部凹陷西部斜

坡带热采稠油取得成功中得到启发，认为稠油对温度敏感，高凝油对温度应更加敏感。1982年，对静安堡断裂鼻状构造带北部的沈95井用热水循环的方法进行高凝油热采试验，通过热水循环，取得由原来1吨油都不出，现在却达到日产原油17.6吨的可喜成果，开始为高凝油分布区域的勘探和开发闯出了一条新路子。1983年又对静安堡断裂鼻状构造带中段的沈84井进行高凝油热采试验，用下电缆（下深1200米）的办法，在井下加热开采高凝油取得成功，日产油达42吨，终于突破了高凝油的试油和开采难关，为大民屯凹陷重新勘探扫清了最后的障碍。

积10余年勘探工作的经验，一个生油凹陷就是一个复合的含油气区，过去的勘探工作多着眼于二级构造带，用构造圈闭油气的观点来找油，这在勘探的早期无疑是正确的，但随着勘探工作的深化，一些非背斜因素圈闭的隐蔽油气藏不断被发掘出来，大大开阔了勘探的领域，重上大民屯凹陷就是建立在这样一个认识基础上的。着眼于整个凹陷，进行整体勘探部署，分步实施，根据勘探过程中出现的新情况及时调整力量，把大民屯凹陷开辟建设成为一个新的石油生产基地。

大民屯凹陷经过第一阶段勘探，对凹陷内各构造带的地质、构造特点及含油气情况已经有基本的了解，关键的问题在于如何选准第二轮勘探的突破口。通过对地震资料的反复分析研究，并用地震地层学的方法研究沉积砂体的分布和发育情况，确定兴隆桥（即东胜堡）地区为勘探的突破口。这里正好是构造圈闭和砂体圈闭的结合部位，而且又邻近荣胜堡生油洼陷，构造位置比较有利。1982年在这一地区部署了胜3井，拉开了大民屯凹陷第二阶段勘探的战幕。胜3井钻探的目的原本是在下第三系中寻找砂岩油藏，但钻探的结果却首次在大民屯凹陷发现了高产的潜山油藏，同时也使这一地区的勘探取得新的突破。1983年以后，大民屯凹陷的勘探全面展开，勘探重心放在凹陷东部地区，并以潜山油藏作为勘探的主要目标。这以后，大民屯凹陷事实上已经成为勘探的重点地区，当时集中17台钻机（相当全局钻探井动用钻机总数的60%）进行钻探。事实证明，以东胜堡地区作为第二阶段勘探的出发点的决策是正确的，而胜3井的发现又大大加快了勘探的进程。经过几年勘探，大民屯凹陷东部的静安堡断裂鼻状构造带已经被证实是一个下有潜山油藏，上有下第三系砂岩油藏广泛分布的复合油、气富集带，已经成为有油又有气，石油地质储量超过1亿吨的大型油气田，而且在静安堡油田的东侧又发现了一个新油田——边台油田，还发现了一些新的含油圈闭。现在，大民屯凹陷的勘探正在向一些尚未进行钻探的新领域扩展，几个已经探明石油及天然气地质储量的油气田含油面积已经或正在连成一片。就是在荣胜堡生油洼陷内，不但已经证实有砂体分布，而且还有含油气圈闭存在，一些探井试油获得了工业油气流，这一带油层埋藏较深，油质轻，是稀油分布的区域。

着眼于整个凹陷进行勘探，有利于对一个凹陷的综合规划和认识评价，经过短短5年的勘探和开发，现在大民屯凹陷已基本建成300万吨原油生产能力，一个崭新的油区已经在这里形成。

八、以生油洼陷为中心深化勘探

下辽河坳陷经过多年的勘探，随着工作量的增加，勘探程度的提高，目前已开始进入到勘探的高成熟阶段。这一阶段的重要标志是：目前已经探明、控制和预测的石油地质储量达到或超过预测总资源量的70%，各凹陷内的主要构造带大都已经钻探，比较大的明显的主要受构造控制的油气田（或油气藏）大都已经发现并全面投入开发，剩下的主要是一些埋藏较深、面积较小、勘探难度较大的隐蔽油气藏。通过对地震资料的进一步分析和解释，虽然

不断有新的圈闭发现，但是，新发现的各种有利含油气圈闭的面积越来越小，单个圈闭的平均面积已由1979年的13.7平方公里，下降到1988年的3.3平方公里，1989年实际已下降到3平方公里以下。这意味着勘探难度的明显增大，二维地震常规勘探已经不能满足深化这一地区勘探的精度要求，必须代之以精度更高的三维地震面积测量，勘探工作才可能取得新的突破。从1985年开始，首先在大民屯凹陷开展三维地震面积测量，到1988年底已在下辽河坳陷累计完成三维地震面积测量610.34平方公里，目前，在下辽河坳陷的几个主要生油凹陷内原则上不再进行二维地震勘探，而进行大面积的三维地震连片测量。深化这一地区的勘探主要实现两个方面的转化：由寻找构造油气藏为主，向寻找隐蔽油气藏为主转化；由正向二级构造带为中心，向负向生油洼陷为中心转化。勘探工作指向生油洼陷是勘探发展的必然趋势，与此同时，加强下辽河坳陷的东部凸起、西部凸起、中央凸起和浅海—海滩地区的勘探工作，寻找新的勘探领域。

凹陷中的生油洼陷不仅仅是油源的主要供给区，而且也是各种隐蔽油气藏的主要发育地区。由于下辽河坳陷中的各个主要凹陷小而且窄，从凹陷周边来的碎屑物源不但可以到达凹陷的各个部位，而且也可以进入到生油洼陷里，形成以岩性为主导因素的各种圈闭类型。目前占探明石油地质储量60%以上的西部凹陷西部斜坡带在下第三系沙河街组三、四段沉积时期就是一个比较开阔的生油洼陷。即使在碎屑物源达不到的部位，也往往可以形成有利于油气聚集的特殊岩性沉积，如陈家洼陷的西翼，在沙河街组第四段杜家台油层和高升油层沉积时期是一个平静的湖湾区，这里没有砂体分布，但却沉积了一条长约10多公里、宽约2公里，以白云质石灰岩为主要特征的沉积相带，已经在这个相带里获得了油气，因此，负向的生油洼陷与正向的二级构造带一样，是一个重要的勘探领域，它们同是复合含油气区的组成部分。

通过对大民屯凹陷荣胜堡洼陷的勘探已经证实，在荣胜堡洼陷及其围翼发现了多个岩性油藏，还发现了由于深部塑性泥岩上拱形成的泥岩刺穿构造，并且获得了工业油流。位于洼陷中心部位的沈155井了在1988年获得工业油流。目前，各凹陷中的生油洼陷还是一个尚未征服的勘探领域，随着勘探程度的提高，向负向的生油洼陷要油已经提到日程上来。

1987年以来，重点钻探了驾掌寺洼陷西侧的低台阶，从相带上分析，它具有三角洲前缘 状砂的特征，储集层发育于大段生油泥岩中，砂岩岩性尖灭本身可以形成圈闭，储集层虽薄，但物性好，决定了它具有高产条件。通过钻探发现了大面积分布的岩性油藏，这种岩性油藏具有层薄、广布、高产、低丰度的特点，不到3米厚的油层，初产量在100吨以上。

1988～1989年，以清水洼陷和陈家洼陷为中心，集中力量勘探了西部凹陷东侧的陡坡带，取得了重大突破。清水洼陷是西部凹陷主要的生油洼陷，向南一直延伸到辽东湾海域，沉积岩的厚度超过6000米，是一个在东营组沉积时期强烈沉降的洼陷，东营组底界的最大油藏深度超过4000米，由于目的层埋藏深度大，地面条件困难，过去很少进行过勘探。陈家洼陷也是西部凹陷的一个重要生油洼陷，它位于高升、曙光、兴隆台三个油田之间，在过去的勘探中，以陈家洼陷为中心，已经在其四周获得了工业油气流。所谓东部陡坡带，实际上指的是生油洼陷东侧的一个陡翼。

通过对清东（清水洼陷东侧）陡坡带的勘探，发现了大洼油田，在海外河构造的西侧也发现了油气，而且还在清水洼陷内部发现了一个东营组的层间构造。三维地震资料揭示，大洼油田是一个在大洼主断层下降盘上伸向清水洼陷的鼻状构造，这进一步说明，生油洼陷内不仅有储油的砂体，而且有多种圈闭类型，多种因素的有机结合，形成油气藏，甚至成为油

田。

冷东地区的勘探也是以陈家洼陷为中心展开的，在洼陷的西侧发现了一条长 10 多公里、宽约 2 公里的白云质石灰岩相带，位于这条相带上的曙 90 井、高 34 井都已获得工业油流。通过对地震资料的分析，在陈家洼陷内发育了多个沉积砂体，1989 年在洼陷的中心部位钻了冷 35 井，证实了地震资料的预测，在沙河街组三段生油岩内发现了一套浊积砂岩，经试油验证，已经获得工业油流。1989 年在陈家洼陷东侧陡坡完成了冷 37 井，发现两套油层，在钻开沙河街组三段油层后，裸眼中途测试获百吨以上的高产油流。

大洼油田和冷东地区油气的发现是这几年来以生油洼陷为中心展开勘探取得的新突破，目前还仅仅是开始，通过进一步深化勘探，一定会有更多新的发现。

现将历年来的勘探主要成果示于图 1-2-1 中。

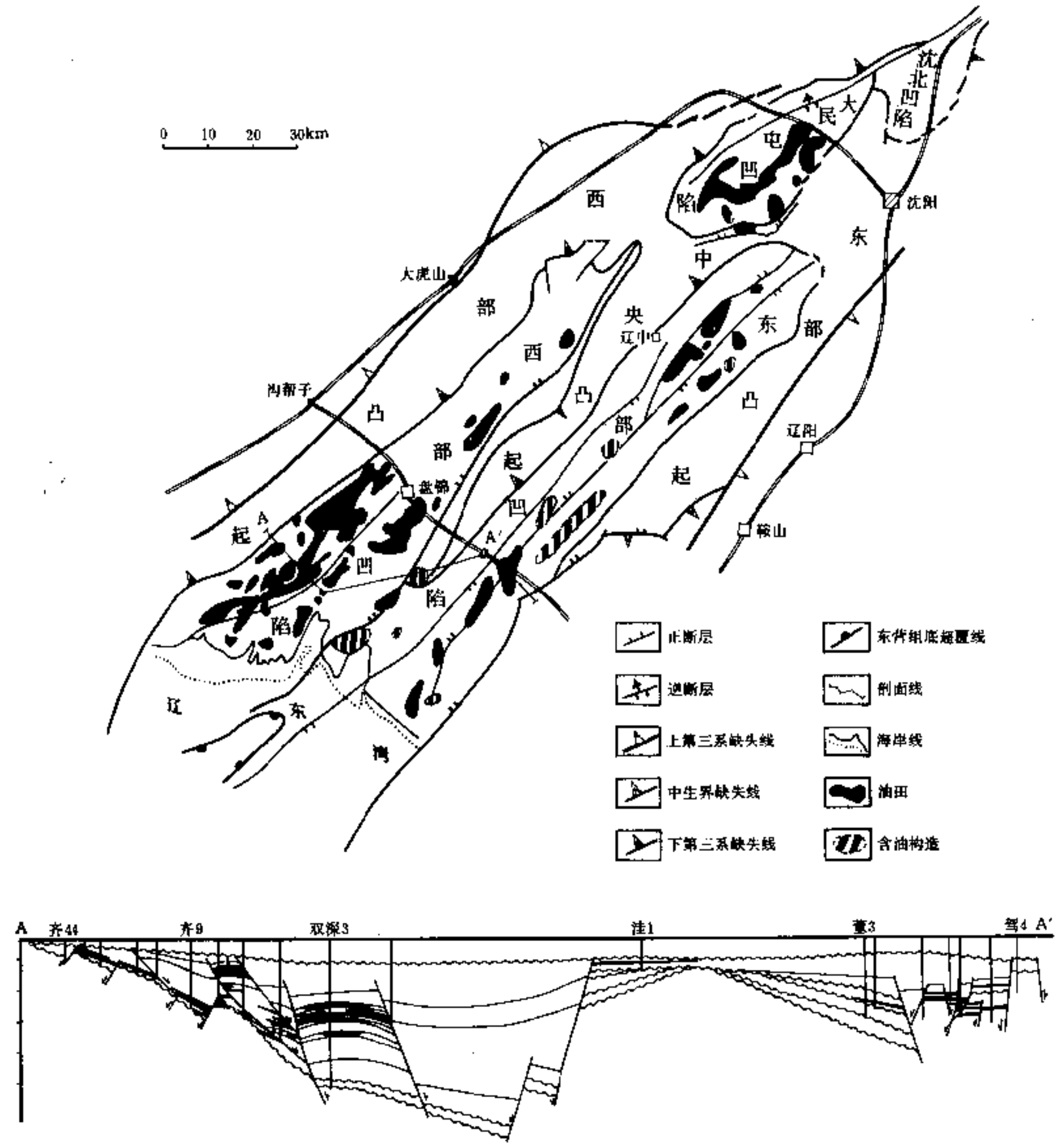


图 1-2-1　下辽河坳陷勘探成果图

第二节　勘探主导思想发展过程

下辽河坳陷的石油地质特征与渤海湾油区其他坳陷的石油地质特征相似，也是一个受断裂活动控制并且被断裂复杂化了的多层系的复合含油气区，并且具有其自身的特点。断裂活动和断块分割是控制这个地区油气分布的主导因素，可以用"好比是一个掉在地下被摔碎了的盘子"来形象地说明断块油田的复杂性。下辽河坳陷石油勘探的过程就是一个由浅入深、反复实践、反复认识、掌握断块油田特点及其规律性的过程，这个认识过程至今还没有完结。勘探主导思想也在这种反复认识的过程中逐步向前发展、完善和提高。

一、以局部构造高点控制油气的观点指导勘探

下辽河坳陷石油及天然气勘探是大庆石油勘探的延续和发展。1967 年 3 月，来自大庆油田的勘探队伍在下辽河坳陷首先接触到的是与大庆油田典型的背斜油气藏绝然不同的另外一种构造类型。为一些严格受断裂控制的、断块分割严重的、断块与断块之间地质条件千差万别的复杂断块油气藏。在勘探的初期，由于对断块油田的特点及规律性还没有完全认识和掌握，以钻探主要断裂控制下的局部小高点为主要目标，则是这一时期指导油气勘探的基本出发点。

1970 年以前，由于东部凹陷南部地区做的工作较多，勘探程度相对较高，因而钻探工作的重点也放在这一地区，在先后发现的 55 个局部构造高点中，共钻探了 16 个局部构造高点。但是，这些局部构造高点都是一些面积不大的小"鸡蛋"。在整个构造的含油气情况还没有搞清的情况下，就在已经初步控制含油面积的高点部位立即部署井距为 300 米的均匀开发井网，作为开发试验区，热河台、黄金带、兴隆台等构造的高点部位都开辟了这样的开发试验区，当时流传这样一句顺口溜:"围绕鸡蛋"做工作，三百米井网慢慢摸，有油往外扩，无油往里缩"。这是在对断块油田的特点及其规律尚未完全认识和掌握以前，勘探和开发工作指导思想的真实写照。

二、立足于断层和断块，发展勘探

在油田勘探、开发过程中，开始对断块油田的地质、构造特征有了新的认识，提出了"北东分带、北西分块"的正确观点，即北东方向的断裂系统控制了各凹陷内二级构造带或油气聚集带的形成；北西方向的断裂系统控制了各二级构造带内油气高产断块的形成，由于这些北西方向的断层大多具有反向正断层的性质，因而沿着反向正断层的高点部位往往能够获得高产油气流。另外，还总结出断块油田具有"五多"的特征，即多含油断块、多油气层、多种油藏类型、多套压力系统、多种流体性质。其中以多含油断块为核心，它是一个复杂断块油田的本质所在。一个断块经过钻探未获得工业油气流，并不意味着另外的断块也不含油气；高断块不出油，并不意味着低断块也不能出油。这样就跳出了局部构造高点控制油气的圈子，开阔了视野，使断块油田的勘探向前迈出了一大步。在对断块油田有了新认识的基础上，流行了"钻断块，打高点，沿着断层找高产"的断层歌，当时每个职工人人知晓，个个会唱，这个断层歌对开拓视野，加深对断块油田的认识，加快勘探的步伐起了积极的作用。

三、以二级构造带为单元进行整体解剖

勘探工作不断向前开拓，人的认识、勘探的指导思想也在向前发展，视野越来越开阔。在断块油田勘探过程中，特别是在兴隆台二级构造带的整体解剖过程中认识到，在下辽河坳陷内发育的两组断裂系统中，北东方向的断裂系统发育时期较早，活动时间较长，延伸距离

较远，除形成坳陷及凹陷边界的一级断层外，还控制各二级构造带形成。这些北东方向的断裂大都发生在下辽河坳陷主要成油期以前，并在整个成油时期继续活动，其活动的强度和相应形成的二级构造带隆起的幅度，是控制油气藏形成的主导因素，它直接决定了各二级构造带的含油范围、油藏的高度和油气水的组合关系。北西西方向的断裂发育时期较晚，活动的时间较短，大多是一些延伸不长的断裂，是发生在下辽河坳陷主要成油期以后的断裂系统，它可以把二级构造带切割成许多个复杂的断块，但并不控制油气藏的形成，只对一个二级构造带内已经形成的油气藏起局部调节作用，成为许多各具特色的独立小油气藏。这些被分割了的小断块油气藏仍保持了一个二级构造带所控制的油气藏共性。一个二级构造带就是一个油气聚集带，基于这种认识，因而每一个二级构造带都应该作为油气勘探的基本单元进行整体部署、综合评价；在整体部署的基础上分块实施，择优先探。对于三级断层控制下的三级断块则是进行具体部署的勘探开发单元。由于从二级构造带整体含油出发，而各个三级断块又具备各自油藏的特色，这也就为复杂断块油田滚动式的勘探开发创造了有利的条件，预探一块、评价一块、开发一块、建设一块，使勘探与开发和区块接替有机地结合起来。在整体解剖兴隆台二级构造带和西部凹陷西部斜坡带的过程中，都贯穿了这个指导思想，取得了明显的勘探效果，大大的加快了勘探进程。

四、不同含油层系、多种油藏类型叠加含油连片

立足于二级构造带整体含油，对二级构造带进行整体解剖，虽然在勘探的指导思想上大大向前进了一步，但其基本思想仍然是正向构造控制油气的观点。一个坳陷或凹陷在其勘探的早期和中期以这种观点着手油气勘探是必要的，但随着勘探程度的提高和认识的加深，单纯从构造的角度去勘探油气，可供勘探的领域越来越小，以致直接影响到勘探的效果。

下辽河坳陷构造活动频繁，周边物源供给丰富，凹陷内基底结构复杂，起伏变化很大，这个特点决定了各层系内砂体十分发育，形成了多套生、储、盖组合，具有多含油层系、多油层组多油藏类型相互犬牙交错、复合连片的特点。在断块油田勘探的过程中还发现了许多不受构造因素控制的隐蔽油气藏类型，如潜山古地貌油藏，浊积岩厚砂体欠压实作用形成的砂岩圈闭油气藏等，远远超过了二级构造带的范围。这就提出了不同含油层系、不同油藏类型叠加含油连片的观点来指导整个勘探工作，形成了一个复合油气富集带综合勘探、综合评价的新局面。如当时提出来的黄金带、于楼、热合台三个油田含油连片；三台（兴隆台、杜家台、双台子三个不同构造带）含油连片；齐家、曙光、双台子含油连片的设想，经过几年勘探的实践，已经被证明是符合客观实际的，是正确的。此外，大民屯凹陷的前进（大民屯）油田和静安堡油田、边台油田的含油面积也已经连在一起，并且有可能与法哈牛油田含油连片，随着勘探的深化，欢喜岭、曙光、双台子、兴隆台等油田的含油范围也有可能叠加连成一片。

80 年代以来，勘探的视野越来越开阔，勘探工作已经跳出了局部构造控制油气的框框，也摆脱了二级构造带对油气勘探的限制，演化为比较全面的复式油气区的勘探理论，这是几年来勘探取得重要进展、也是石油地质储量大幅度增长的直接原因。现在，勘探工作已经冲破了地域上的“禁区”，大大地开阔了勘探的领域。

五、以生油凹陷为单元的复合油气区勘探

下辽河坳陷西部凹陷、东部凹陷的勘探实践，以及渤海湾油区其他坳陷的勘探实践都已证明，一个生油凹陷就是一个复合油气富集区，勘探工作应以生油凹陷为基本勘探单元，进行整体认识，综合评价，全面展开。对于一个面积比较大的生油凹陷，也可以根据该凹陷的

地质、构造特点，把它分割为几部分，如东部凹陷的北部地区和南部地区，当然，在进行具体的勘探部署时要确定重点，选准突破口，才能够加快勘探的速度，提高勘探的成效。1982年重上大民屯凹陷就是以"一个生油凹陷就是一个复合油气富集区"的观点来指导勘探的。

大民屯凹陷很小，勘探面积只有800平方公里，在1971～1975年进行第一轮勘探时，已经找到了前进（大民屯）、法哈牛两个油田，面对当时的勘探现状，这样一个小的凹陷究竟还有多大的潜力，对此曾经产生过怀疑。在70年代，曾经对大民屯凹陷进行过资源预测，而经过第一轮勘探，已经探明的石油地质储量已达到预测总资源量的70%，给人一种勘探已经到头的错觉，似乎勘探的潜力已经不大了。但是由于当时地震仪器原始，地震资料的质量和精度都很低，根据地震资料计算出来的凹陷基底最大埋藏深度只有4000多米；而且经过第一轮钻探，虽然已钻了82口井，但绝大多数均分布在前进断裂背斜构造带上，井深较浅，一般只揭开沙河街组三段上部的碳质泥岩段，而沙河街组三段中、下部及沙河街组四段大套生油泥岩只有少数探井揭露，在这个基础上计算预测的资源量必然偏低。通过数字地震仪重做地震工作，发现大民屯凹陷基底埋藏深度最大可达6600米，是一个小而深的凹陷，经过钻探还发现，作为主要生油岩的沙河街组三、四段泥岩在凹陷内大面积分布，厚度也较大，各种生油地球化学指标都优于东部凹陷，而与西部凹陷比较接近，经过多种方法重新计算验证，大民屯凹陷的资源量比第一次预测资源量成数倍的增加，从目前已经探明和控制的石油地质储量来看，新预测的资源量是符合客观实际的。新的资源预测为大民屯凹陷的勘探指明了新的方向，虽然凹陷很小，但潜力很大。

大民屯凹陷第二轮勘探是以东部地区为重点展开的，经过几年勘探，不但证明位于东部的静安堡断裂背斜构造带是一个有多套含油层系、多种油藏类型的复合油气富集带，而且其含油范围在东、西、南三个方向上都已经超越了二级构造带控制的范围，特别是在凹陷的中心部位——荣胜堡洼陷，许多探井都获得了工业油气流，不但证明了生油洼陷内砂体存在，而且还有含油气圈闭存在。现在大民屯凹陷已经成为以生油洼陷为中心，各个油气田复合含油连片的一个复合含油气区，大民屯凹陷勘探的成功将进一步指导和推进新凹陷的勘探。

综合以上各阶段的工作，下辽河坳陷共投入的工作量如表1-2-4所示。

第三节　几点经验

勘探工作的发展在于反复实践、反复认识，不断总结提高，并把它们上升到理性认识的高度，进一步用来指导勘探，提高勘探工作的成效，不断开创出勘探的新局面。

一、认识客观规律，坚持勘探决心

一个复杂的断块油田由于勘探的深度、手段、资料积累、认识上的局限性等方面的限制，对它的认识往往需要经过多次反复才能完成。勘探一个新的地区，如果一开始就能有所发现，自然会坚定人们继续坚持勘探的决心和信心，困难的是经过了第一轮、第二轮、甚至第三轮勘探以后，在还未取得突破性进展以前，如何承受压力、树立信心、认准目标、坚持下去，这就需要勇气和胆略。欢喜岭油田大凌河以西锦16高产区块就是在承受很大压力的情况下发现的。

欢喜岭油田大凌河以西的西八千地区是一个地震发现的鼻状构造，从1973年开始就已经在这里进行钻探，先后完成了千1、锦1、2、3、11、12等6口探井，结果都没有获得工业油气流，当时有人认为这个地区的勘探是失败的，而同一时期，大凌河以东的欢喜岭、齐

表 1-2-4　下辽河坳陷历年勘探工作统计

时间＼项目	综合物探						地震					钻井	
	重力 (km^2)	地面磁测 (km^2)	航空磁测 (km^2)	扭称 (km^2)	重向测深 (km^2)	大地电流 (km^2)	二维 (km) 折射	二维 (km) 反射	三维 (km^2)	地震测井 普通 (口)	地震测井 VSP (口)	口数 (口)	进尺 (m)
1955～1963 年（钻探以前）	1／20 万 20525	1／20 万 27962.5	1／20 万 20325	1／10 万 1167	1／10 万 1888	1／20 万 9475	63.25	720					
1964～1966 年（地质部）								2189				12	28585
1967～1969 年（673 厂）								1087		3		22	50766
1970～1975 年(辽河石油会战)								18840		20		335	837336
1976～1980 年("五·五"时期)								9040		11		374	908765
1981 年								2744		4		75	197137
1982 年								3253		3		101	268084
1983 年								3716		7		75	214158
1984 年	重磁力 (km)							3301		4	1	90	255772
1985 年	1892							2424	27.30	2		106	305651
1986 年	1270.5	4407（点）		大地磁电 120（点）		放射性 604（点）		2329	175.10	3	1	83	211616
1987 年	1369.5		1／5 万 2000					2641	80.99	1	3	69	146153
1988 年								1487	352.80		4	81	203497
1989 年	275.2							782	710.42	1	1	94	227867
合计	4807.2						63.25	54553	1346.61	59	10	1517	3855387

家一带继杜4井获高产油流以后，又有6口井获工业油流，勘探形势发展很快，河东、河西成了鲜明的对照，因此主张把河西仅有的一台钻机也撤回到河东去，加强那里的勘探。这时，河西地区的勘探面临的处境十分困难，大有"弃之可惜，坚持不能"的进退两难之势。总结几年来的勘探工作，分析油气藏形成条件，这一地区的油气显示是比较普遍的，试油也获得少量油流，含油的前景是存在的，勘探未取得成效不在于地质条件本身，主要是对这一地区的认识没有符合地下的客观实际，没有找到控制油气的要害部位，因而未能打开勘探的局面。经过再三要求和讨论，允许在河西地区再钻一口探井，如果失败，钻机就坚决撤到河东去，这样大凌河西地区的勘探总算坚持下来了。在总结这个地区过去钻探没有成功的原因，充分分析这一地区的地质特点和有利因素的基础上，精选可供钻探的有利圈闭，把"最后"的一口探井部署在当时认为最有利的构造上，井号定为锦10井。该井于1977年3月1日开钻，仅用10天时间就钻完一口井，在1606.6～1657.0米井段发现一套油层，为一块状砂体构成，层位相当现在命名的大凌河油层，共解释气层1层20.8米，油层1层16.0米，油水同层1层6.0米，底部为水层，也就是说，在一厚为50.4米的块状砂岩中油气没有灌满。先射开中间的油环试油，4毫米油嘴自喷求产，日产油21.8吨，天然气1479立方米，后来又射开顶部气层，日产天然气近10万立方米，终于敲开了这一地区油气的大门，为锦16高产区块的发现赢得了时间。

以锦10井的发现为突破口，顺藤摸瓜，很快找到了锦7、锦8、锦14、锦17（即锦99块）等含油断块，开阔了这一地区的勘探领域。1977年10月，大凌河以东的欢20井在沙河街组二段兴隆台油层喷出高产油流，日产油224.5吨，天然气8485立方米，发现了欢20高产块。1978年1月，大凌河以西的锦16井完井，同年3月试油，也在沙河街组二段兴隆台油层获高产油流，日产油328.5吨、天然气60414立方米，产量超过欢20井，终于发现了油气富集的锦16高产断块。经过分析对比，锦16块和欢20块实际上同属一个断块，仅仅是被大凌河分隔为两部分而已，高点就在锦16井附近。如果不坚持钻锦10井，放弃大凌河以西地区的勘探，锦16高产区块的发现有可能推迟半年到一年时间。

如果一个地区有了新的发现，从整个大局出发，为了争取时间，暂时让位于重点勘探地区，但不等于放弃这一地区的勘探，而应做进一步的工作，为新一轮勘探准备好条件，东部凹陷北部地区的勘探是最好的例子。东部凹陷北部地区的勘探开始于1966年，由于该地区地质条件非常复杂，先后反复进行了三次大规模的地震勘探和三轮钻探，最后才找到以牛居、青龙台、茨榆坨等三个油田为中心的油气富集区。

即使是勘探程度比较高的老探区也存在着反复认识、坚持勘探的问题。西部凹陷西部斜坡带是目前勘探程度最高的地区，1978年就已探明高升、曙光、欢喜岭等三个油田的石油和天然气地质储量，但每年勘探都有新的发现，有不少含油区块过去曾经认为不含油气，但经过细心研究、反复认识以后重新钻探发现的，如西部凹陷西斜坡齐——曙下台阶的双台子构造以北地区曾一度被否定过，在面积不到20平方公里的范围内钻井达10口之多，在沙河街组三段发育了大套厚砂岩，都属于浊积岩类型，根据双16井统计，沙河街组三段（大凌河油层）砂岩的总厚度达586.4米，这些井虽然在砂岩中发现大量油气显示，但砂岩的电阻率都很低，用测井解释行家的话来说，这些砂岩具有"典型"水层的电性特征，而且已经有4口井经试油验证是水层。解释的结论是正确的。资料是大量的，依据是充分的，似乎已经可以下"不含油"的结论了，但也有矛盾的地方，就是水层的电性特征与普遍的油气显示之间的矛盾，有的砂岩显示的荧光级别还比较高，为了彻底认识这种现象，解开其中的奥秘，对双

16井沙河街组三段大凌河组油层（都解释为水层）进行系统试油。根据不同电性特征和油气显示情况自下而上逐段试油，共试7层，结果有4层获工业油气流，但油水同出，各层日产油34～71吨、气3600～16520立方米、水46～60立方米，终于解开了其中之谜。双北地区的大凌河油层（包括莲花油层）电阻率低仅仅是一种表面现象，其本质是含油的，由于这一带砂体特别发育，厚达数百米，没有巨大的断层形成遮挡，主要靠砂体本身与周围泥岩之间的差异压实作用及部分断层形成圈闭，因而砂岩油气灌满程度较低，油水的分异也差，形成油水同层，加上这一带油层埋藏较深，油质轻，粘度小，而砂岩岩性又粗，因而油层反而表现为低电阻，高电阻反倒是岩性很粗的砂砾岩的电性反映。这一新发现使人们在认识上有了新的突破，开始了对这一带大凌河油层和莲花油层的重新认识，结果在一些过去认为是水层而被忽视的大凌河油层和莲花油层中获得了几块新的含油面积，曙光油田曙二区大凌河含油区块就是在这基础上发现的。双北地区西靠曙光油田杜家台潜山油藏，由于潜山古地形的影响，在靠近潜山的较高部位超覆缺失杜家台油层，双15、双16井都缺失这套地层，低部位的杜家台油层埋藏很深，过去所钻的井都没有钻达这个层位，随着这一地区大凌河油层新一轮勘探的展开，为了进一步扩大大凌河油层勘探成果，在双16井西南2公里处钻了杜124井，结果大凌河油层显示虽然不好，但加深钻探井却发现了杜家台油层，经试油获工业油流，在过去认为已没有希望的地区发现了新的含油断块。目前这个斜坡带已探明的石油地质储量比1978年翻了一番还多。

二、反复实践认识，加强区域性综合研究

勘探工作的发展与综合研究深入程度是相辅相成、息息相关的，研究的成果指导着勘探工作，而勘探的成果又丰富了研究的内容，研究工作越深入，内容越广泛，勘探的领域也越开阔。在地质研究工作中，区域综合研究是核心，其深入的程度直接关系到勘探成果的大小、迟早和成败。曙光潜山油藏就是因为当时对"震旦亚界"（即中、上元古界）缺乏认识而使它的发现整整推迟了三年。

兴隆台潜山油藏是一个以太古界混合花岗岩基底为基础的潜山油藏，在认识它以前曾错误地定为"沙四段"，由于各凹陷下第三系沙河街组以下普遍发育一组玄武岩，地震剖面上有很强的反射特征，在它的屏蔽影响下往往得不到深层反射资料，这一客观因素使潜山的研究失去了一个重要手段，影响这一课题的深入开展。

1975年，在研究西部凹陷西部斜坡带时，曾在曙光地区曙2井中的玄武岩之下钻遇了一套白云岩，揭开厚度达84米，并且见到了油气显示。该井钻至1999.9米发生井漏，造成卡钻而工程报废。本来，曙2井在钻井过程中发生的种种迹象提供的是一条极其重要的信息，即出现了新地层，钻遇了白云岩并且含油，可能钻遇了大缝大洞，如果把这些现象连贯起来稍加分析和研究，是不难得出可能已经钻遇一个新的潜山油藏的结论的，并以其为线索进一步展开碳酸盐岩潜山油藏的勘探，至少应该重钻曙2井以探索该井报废以前出现的种种地质现象。但是，由于当时综合研究工作没有跟上，认识还达不到应有的深度和高度，对曙2井在钻井过程中提供的重要信息既没有引起足够的重视进行深入研究；也没有去做必要的补救工作，而是把这套厚达84米以上的白云岩草率地划归"沙四段"，作为其中的一个夹层了结。"沙四段"这种一不考虑岩性特点，二不考虑地层组合条件，三不考虑接触关系，又无化石资料做依据的地层命名，在客观上对潜山油藏的发现和研究起了阻碍作用，把人们对新出现的地质现象的认识，统统束缚在"沙四段"的框框内。曙2井钻遇新的潜山油藏的大量地质现象所以没有被认识，还有其历史上的原因。由于中央凸起带和各个凹陷大量钻井资料揭

露出来的古老基底，都是太古界混合花岗岩，它给人以某种错觉，似乎下辽河坳陷是一个在太古界结晶基底基础上发育起来的中、新生代沉积盆地，基底结构单一。当时华北任丘中上元古界石灰岩潜山油藏刚刚发现，未能从兄弟油田的成功经验中结合下辽河坳陷自身的特点吸取有益的东西，来提高自身勘探工作的水平。1976～1977 年间，在勘探、开发曙光油田的过程中又一次钻遇了这套新地层，井数多达 11 口，但是，也是由于相同的原因，许多重要的地质现象未能引起重视，致使曙光地区的潜山油藏未能及时发现。

华北油田勘探、开发潜山油田的成功经验给予了很大启示，开始认真思考下辽河坳陷内可能有中上元古界存在和“任丘”式潜山油藏的问题，着手做比较深入的综合研究工作，重新复查了曙 2 井岩屑，并研究了曙 2 井在钻井过程中发出的重要地质信息，初步确定该井钻遇的白云岩段是下第三系中没有的，应属于中上元古界。为了落实这套新地层的时代归属，开始带着凹陷内的新问题，对周边老地层进行地质调查，同时对所有钻遇这套新地层的井进行全面复查，重新落实油气显示，分析其分布范围和变化规律，使以潜山为课题的综合研究达到了一个新的阶段。在华北油田大力帮助下，对白云岩段岩屑系统取样进行荧光薄片鉴定，通过显微镜下照像，仔细观察白云岩缝洞发育情况及含油气特征，取得了大量直观资料，在此基础上进一步确定其层位属于中上元古界高于庄组（后来落实属于雾迷山组）。通过一系列综合调查研究，开始了曙光地区中上元古界潜山油藏的勘探。曙光潜山油藏发现以后，通过大量深入的研究工作，很快又发现了杜家台、胜利塘等潜山油藏，扩大了勘探成果。

大民屯凹陷静北中上元古界石灰岩潜山油藏的发现则是另一种情况，由于研究工作与勘探工作紧密结合在一起，边钻探、边研究、边认识、边预测，在不到一年时间里很快就搞清了静北石灰岩潜山油藏的面貌。在 1983 年大民屯凹陷发现东胜堡和静安堡太古界混合花岗岩潜山油藏以后，进行了比较深入的研究，根据 1971 年静北地区已经钻过的沈 2 井资料，在钻探第三系砂岩油藏时，有目的的加深钻探潜山油藏，静 3 井就是其中加深钻探潜山的探井，该井与沈 2 井相距约 900 米。静 3 井加深钻探的结果，在下第三系沙河街组以下钻遇了一套白云岩，录井和钻井取芯都证实白云岩含油，经中途测试，获日产百吨以上的高产油流。静 3 井发现潜山油藏以后，结合地震资料及时进行研究，根据地震反射特征预测了面积有 54 平方公里的中上元古界分布区域，指导了钻探工作的展开，钻探的结果与预测基本吻合，进而又丰富了研究工作的内容，进一步向潜山内幕深化。大量地层倾角测井资料表明，静北石灰岩潜山是一个直接超覆在太古界混合花岗岩之上的向北东方向倾的单斜，由于古地形平缓，具有残丘型潜山的特征。由于综合研究工作比较深入，从 1983 年底静 3 井发现中上元古界潜山后，在短短一年时间里就搞清了潜山的面貌和储量。

从正反两方面的例子充分说明，一个地区的综合研究工作必须走在勘探工作的前面，并且还应该贯穿在整个勘探过程的始终，相互补充，相互推动，一步跟不上，就会贻误勘探事业的发展，影响勘探工作的成效，甚至影响新油气藏的发现。

三、结合客观实际，展开滚动勘探开发

滚动勘探、滚动开发是一种非常规性的勘探、开发程序，也是当前勘探开发过程中提出的一个新课题。什么是“滚动勘探、滚动开发”怎样划分滚动勘探、开发的界限?进行滚动勘探、滚动开发还要不要正规的开发方案?怎样针对不同油田或不同油藏类型进行滚动勘探、开发?它既是一个有待解决的理论问题，又是一个具体的实践问题。

下辽河坳陷由于凹陷面积小而窄，物源方向多而杂，沉积类型又多种多样，据不完全统计，东部、西部和大民屯三个凹陷发育的沉积体系多达 42 个，每个沉积体系的分布范围都

不大，相带发育不完整，形成多个砂体重叠、连片，成为储集油气的广阔领域。多期构造运动相应形成的生、储、盖组合条件又决定了存在多套含油层和油、气、水组合关系。断层、构造、地层、岩性、古地貌等多种成因的圈闭因素在垂向上重叠，平面上连片，形成一个个不同层位、不同类型、不同成因的复合含油气区（带），它们是由许多个开发单元和开发体组成的复合体，根据目前已探明石油及天然气地质储量的地区统计，它们由 881 个计算储量的小单元构成。这种以断块油田为主要特征的复合含油气区（带），断块分割的复杂性和油藏类型的多样性是它的两个基本特征。这种基本特征不仅使认识其地质规律和油气水分布规律变得困难，而且也大大增加了勘探和开发的难度，因此，油田的勘探和开发往往交织在一起，难以按正常的勘探、开发程序进行。即使已全面投入开发的油田或区块，也存在深化勘探的问题，特别是断块分割比较严重、小而复杂的油藏类型，只能通过滚动式的勘探、开发加以认识，这里既有一个勘探、开发的速度问题，又有一个经济效益问题。

从下辽河坳陷自身的特点出发，早在 70 年代初期，热河台、黄金带、于楼等油田虽已发现，但油田还处在勘探认识，即综合评价阶段，油田的含油范围还没有基本控制，就试图在构造高点部位用井距为 300 米的均匀井网开辟开发试验区，这是当时对断块油田的复杂性缺乏全面认识的情况下的某些做法，结果造成勘探、开发的畸形发展，留下了后遗症，使勘探、开发过程拖得很长，开发系统不完善，调整工作困难。

兴隆台油田的勘探、开发虽一开始也走了同样的弯路，但由于认识的加深，很快改变了做法，在对兴隆台二级构造带进行整体解剖的基础上，以三级断块形成的油气藏作为勘探、开发的单元，勘探一块、建设一块、开发一块，先后勘探、开发了兴 1 块、兴 20–21 块、兴 212 块、兴 58 块；后来又勘探、开发了马圈子构造马 19 块上的东营组（马圈子油层）。兴隆台油田从勘探到开发仅用了 5 年时间，主要勘探、开发时期是 1973～1975 年，生产能力由 1971 年的 7.09 万吨，猛增到 1975 年的 245 万吨，较好地解决了勘探与开发的结合问题。兴隆台油田历年建成产能情况见表 1–2–5。

由于勘探、开发断块油田的经验不足，1975 年兴隆台油田产量达到最高峰，以后产量逐年下降，花费很大精力去调整，结果调整的过程拖得过长，影响了开发的实际效果。兴隆台油田是一个以高渗透砂岩为主体的油气田，由于对如何开发好这类油气田认识不足，如何针对各个三级断块形成的油气藏特点搞好勘探、开发的井网布局论证不充分，井网很乱，给后期调整造成困难，再加上当时技术政策上的某些失误，以及早期注水没有跟上，不适当的强调稀井高产，较长时间在放大压差条件下生产，某些开发区块开采速度过高等原因，使这个国内少有的高产油气田未老先衰，过早地结束了它的青春期。

表 1–2–5　兴隆台油田历年建成产能表

时　间 (a)	当年建成 (10^4t)	总能力 (10^4t)	油井数 (口)
1971	19.2	19.2	32
1972	18.8	33.2	47
1973	93.3	123.2	107
1974	125.0	238.3	162
1975	35.7	274.01	181

滚动式的勘探和开发开始于欢喜岭油田的锦 16 高产区块。欢喜岭油田位于西部凹陷西部斜坡带的南段，总面积达 520 平方公里，在东倾的斜坡背景下，北东方向的主断层将其分割为三部分，即上台阶、高垒带、下台阶。这三个大的台阶又为次一级的断裂复杂化，形成带中有带，带内有块的构造格局，不同块又形成不同的圈闭类型。因此，欢喜岭油田是一个断块分割十分复杂的复合油气田。对这样一个断块高高低低，目的层埋藏深度相差悬殊，油藏类型繁多，原油性质千差万别的复杂断块油田，自然不可能一次性勘探认识，只能滚动式的勘探和开发。从以往的勘探、开发实践中认识到，滚动勘探、滚动开发，必须具备必要的条件，即必须对一个构造带或油气富集带进行总体勘探，在对总的地质构造特征及含油气情况有基本了解的基础上才能展开，只有这样才能选准目标、确定滚动勘探、开发单元。欢喜岭油田锦 16 高产区块的滚动勘探、开发就是在对欢喜岭油田整体解剖的基础上开始的。在欢喜岭油田上、中、下三个台阶中，上台阶是稠油，下台阶油层埋藏太深，高垒带油层厚而集中，埋藏深度适中，原油性质相对较好，但即使这样一个油气富集带，带内各块的含油气情况也有很大的差别。在勘探的初期以沙河街组四段杜家台油层为主要目的层，1978 年发现了锦 16、欢 26 两个高产区块，主力油层是沙河街组二段的兴隆台油层，它比杜家台油层更加稳定，具有更高的产能。这两个高产区块都位于高垒带上，是在两条北东方向东降断层夹持下形成的两个独立的同生背斜。

锦 16 高产区块的勘探面积约 30 平方公里，包括欢 17、锦 16、锦 2–6–9 等三个基本断块，其中锦 16 块是一个夹于锦 16 和锦 2–6–9 两条断层之间的、在锦 16 断层发育过程中于断层下降盘上形成的同生背斜。从沉积条件上分析，本区正好是沙河街组四段、二段和一段三个沉积时期西八千古大凌河扇三角洲水下分流河道和沙河街组三段浊积砂体发育的地区，在断裂发育过程中还形成许多河口沙坝。多种沉积类型的砂体与断层、构造有机组合，使锦 16 高产区块形成多套含油层系、多种油藏类型叠加连片的复合油气藏。由于兴隆台油层厚度大，产量高，变化稳定，因而锦 16 区块就成为首先进行滚动勘探、滚动开发的出发点。锦 16 区块仅以主力油层兴隆台油层计算，砂体就十分发育，钻井揭开的砂岩最大厚度可达 269.2 米，油气层的厚度也很大，但整个砂岩油气没有灌满，测井资料综合解释的油层最大厚度为 188.2 米（不包括油水同层和气水同层），油、气层的最大有效厚度可达 105.6 米，油层物性也很好，最大孔隙度达 41.4%，最大渗透率达 31369.3×10^{-3} 二次方微米。油层参数见表 1–2–6。

表 1–2–6　锦 16 块兴隆台油层参数表

项　　目	最　大	一　般	平　均
砂岩厚度（m）	269.2	100～250	159.9
油气层有效厚度（m）	105.6	30～70	38.8
孔　隙　度（%）	41.1	24～25	29.1／709 块
渗　透　率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）	31369.3	600～4000	2172.2／440 块

锦 16 区块兴隆台油层具有块状油藏的特点，面积虽仅 5.2 平方公里，但储量丰度很高，是除高升油田莲花油层以外储量最高的一个断块。为了加深这一高产区块的认识，专门补做了部分关键性地震测线，重新处理、解释地震资料，落实断层位置和构造形态。在此基

础上部署勘探与开发相结合的基础井网，使井网部署建立在比较扎实的基础上。在实施步骤上，先钻油气富集的断块，详探井就落在基础井网上，它既是勘探的评价井，又是基础井网上的开发井，这就大大加快了勘探、开发的速度，很快控制了含油面积，探明了石油地质储量。根据基础井网实施过程中暴露出来的问题和矛盾，及时研究论证，并对基础井网作必要的调整，完善开发系统，合理划分开采层系和注采系统，选择好开采方式。由于锦16区块是一个多含油层系的复合油气藏，在勘探、开发主力油层和主力断块的同时，注意了两个方向的勘探，一是向深部发展，加深钻探深部新油层；一是向边部发展，扩边钻探发现新的含油块。首先在基础井网上选择少数井加深以探深部油层，一旦有所发现就立即部署新层系的开发井网，锦16区块沙河街组三段大凌河油层就是这样发现的。由于复杂断块区的断层十分发育，断块大都很小，扩边钻探往往具有两重性，它可能是扩大本块含油面积的扩边井，也可能是新断块、新油气藏的发现井，锦2-6-9块就是在对锦16块扩边钻探过程中发现的。锦2-6-9块位于比锦16块低一级的断块上，是锦16块东侧锦2-6-9断层下降盘上的一个同生构造，其成因与锦16块相同，是锦16块勘探、开发过程中“滚”出来的一个新含油断块。锦16区块在滚动勘探、滚动开发过程中不仅实现了欢17、锦16、锦2-6-9等三个断块叠加含油连片，而且也较好地解决了断块间的接替问题，大大加快勘探、开发的速度。目前锦16区块已成为欢喜岭油田的主力生产区块，在欢喜岭油田生产中占有举足轻重的地位，在生产高峰时期，曾占总产量的三分之一。锦16区块滚动勘探、滚动开发是一种新的尝试，难免有些失误，如果能在基础井网全部实施以前安排得更巧更好一些，能早一些进行深部油层的勘探，可以避免或少钻一些不必要的冤枉井。如果扩边的步子迈得大一些、快一些，新断块、新油藏的发现可能早一些，如果再配合以定向井、丛式井等钻井新工艺；滚动勘探、滚动开发的速度还可以提高，经济效益会更大一些。

实际上欢喜岭油田的勘探开发过程就是一个滚动的过程，由高产区向低产区滚动，由稀油区向稠油区滚动，现在已成为年产量超过400万吨的大型油气田。

滚动勘探、滚动开发的过程可以深化对一个复杂的断块油田或油藏的认识，消灭总体勘探中的某些死角，锦99块就是欢喜岭油田滚动勘探、开发过程中发掘出来的一个具有一定规模的含油断块。锦99块位于高垒带的西南部，在欢17块以西，断块面积有5平方公里，该块南部是一个中生代的古突起，突起上缺失杜家台油层，其北为一长条形低洼地带。杜家台油层自北而南向中生界古突起超覆，形成充填式沉积。1977年进行总体勘探时曾在这低洼地带钻了锦17井，该井在杜家台油层共解释油层12层54.6米，油水同层6层34.2米，由于大段射孔，结果油水同出，只采出5000多吨油就被水淹，当时认为已处在油水界面附近，因而对该块的地质特征没有再进一步加深认识。在滚动勘探开发过程中钻了锦99井，结果发现厚油层，杜家台油层共解释油层70.2米（有效厚度45.8米），试油获自喷产量，日产油21.5吨，不含水。重新认识锦17井油层时发现，由于勘探初期对油层特征认识不足，误把水层（原解释为油水同层）射开，以致推迟了该块的发现。锦99块已位于稠油分布区内，但却发现了一个杜家台油层的稀油块，通过滚动勘探、开发，很快搞清了该块的含油气情况，当年就建成20万吨生产能力，这是滚动勘探、开发的成果。

牛居—青龙台断裂背斜构造带的勘探、开发过程是滚动勘探、开发的又一类型。牛居和青龙台是该构造带上的两个油田。牛居构造是东营组沉积时期受凹陷两侧挤压而形成的局部构造，具有上隆下凹的特点。该带断裂十分发育，断块平均面积只有1平方公里，在10平方公里的含油范围内由多达44个计算储量的小单元构成。单个油藏小而数量多，含油井段

长，油层分散，油、气、水交互复杂。从东营组到沙河街组二段，共发育五套油层，但每个断块、每套油层都没有统一的油水界面，断块间含油贫富相差悬殊。储集层沉积类型多，物性变化大，砂体连通性差，加上地层水矿化度低，确定油、气、水层难度大，这些因素都增添了牛居油田勘探、开发的难度。青龙台构造地质特征与牛居构造近似，在这样复杂的地区，三次反复勘探中，构造带上的地震测线累计达到7公里／公里^2，共钻了40口探井，构造主体部位探井密度已相当高，但仍不能控制油气的分布状况。为了加快这类复杂油气田的勘探、开发速度，提高成效，及早建成生产能力，采取了滚动式的勘探、开发方案。先部署勘探与开发相结合的基础井网，抽稀先钻关键性的详探井，以深化对这些断块油层分布和油藏特征的认识。在基础井网实施过程中加强研究，进行随钻分析，及时进行调整，严格实施程序，做到钻完一口，分析研究一口，探一批，调整一片，根据油层变化趋势灵活掌握，从实际情况出发，该缓就缓，该增就增，不拘泥于井网上的部署，在勘探、开发过程中，先后缓钻了38口分析可能是价值不大的低效井，仅1984年一年，使三个主力断块的产能由不到5万吨增加到42万吨。在方案分批实施过程中注意到了兼探其他含油层位和钻探新块，以期发现新的含油层位和含油断块，不断扩大勘探、开发成果。如在牛12块和牛16块东营组油层的开发井网中，精选少数井加深勘探沙河街组一段，结果发现了油气层总厚达30～40米的沙河街组一段中部油层，在沙河街组一段中部油层的开发井网中，又精选少数井加深以探更深的层位，结果又发现了沙河街组一段下部和沙河街组二段油层，油气层的最大厚度可达77.5米。这些新发现的油气层含油范围都很小，一般探井的密度是很难发现的。根据井网实施过程中的新发现，在这些断块的有利部位及时增布新含油层系的开发井网，充分动用已发现油层的储量，实现钻探一块，认识一块，开发一块，不断扩大开发面积和开发层系。在滚动勘探、滚动开发油气富集块的同时，要抓紧新块的勘探，为断块接替准备好必要的条件。为了搞好复杂的断块油田的勘探与开发，认清油、气、水是关键，为了解决牛居油田油、气、水层电性特征近似的难点，用很大的精力进行试油，不但探井试油，开发井也大量试油，每口井平均要试6～7层，最多的牛16井试了23层，才基本掌握划分油、气、水层的标准。在滚动勘探、开发过程中还要研究井网的适应程度，合理划分开发层系和注采系统，根据沉积条件和沉积类型进行有效组合，河道砂体，往往沿着河道延伸方向比较稳定，连通性好，垂直河道方向连通性差。根据这个特点，合理组合注采系统，提高了开发的效果，仅用两年时间，在这样复杂的油气田上建成80万吨原油生产能力。

第三章 地 层

下辽河坳陷的中、新生界累积厚度在万米以上。基底结构十分复杂，岩性以太古界混合花岗岩为主，局部地区有中、上元古界的碎屑岩、碳酸盐岩。古生代时期，它是华北地块的组成部分，太子河复向斜经辽阳延伸至该区，使东部凹陷中部有古生代地层分布，其它地区长期处于隆起状态，缺失古生界。

第一节 前第三纪地层简述

一、太古界 Ar

太古界变质岩系在盆地内广泛分布，从西部凹陷南部的鸳鸯沟、欢喜岭、齐家、双台子、曙古 72 井潜山、富家庄、牛心坨，到东部凹陷的茨榆坨、头台、彰驿站、大湾、董家岗，中央凸起；大民屯凹陷的前当堡、大古城子、大民屯、东胜堡、曹台、边台、法哈牛、韩三家子等地区都有探井钻遇。岩性复杂，变质程度深，多为混合花岗岩、混合岩、变粒岩、斜长角闪岩、片岩、片麻岩等。钾氩法测得全岩年龄值 21 亿年左右。(表 1-3-1) 按岩性及层位应属太古界鞍山群，但年龄值略微偏低 (周边为 24 亿年左右——铀铅法)，可能是测量方法误差或方法不一所致。

表 1-3-1 下辽河坳陷太古界钾氩年龄数据表

井 号	茨 4	胜 3	安 36	齐 11
年龄值 (Ma)	2096	2040	1986	1780

二、元古界 Pt

到目前为止，该区尚未钻遇下元古界辽河群，只在西部凹陷的曙光潜山、杜家台潜山、胜利塘潜山、牛心坨潜山，大民屯凹陷的静安堡北潜山有探井钻遇中、上元古界。钾氩法测得海绿石或全岩年龄值 655～895.7 百万年 (表 1-3-2)。

表 1-3-2 下辽河坳陷元古界钾氩年龄数据

井 号	曙古 15	曙古 2	齐古 7	安 67
年龄值 (Ma)	797	788	895.7①	655①

①为全岩分析数据。

由于各探井只揭露部分地层，各组地层未充分揭露。加以受多期构造变动、断裂活动的影响，给建立地层层序、划分对比带来了困难。因此，只能根据岩性组合特征与辽西，辽北露头区对比，从老到新划分如下。

*1.*长城系大红峪组 ($P_{t_{2-3}}$ Chd)

岩性为灰、灰白色偶见紫色、深灰色石英岩、变余石英岩夹少量深灰色板岩、灰绿色褐灰色泥岩。曾在曙古92、杜家台、胜利塘、静安堡北等潜山钻遇。

2.蓟县系高于庄组（$P_{t_{2-3}}$ Chg）

由灰白、深灰色白云质石灰岩，石灰岩和白云岩组成。中下部见较多的灰白色变余石英岩、灰黑色板岩夹层、底部为深灰色板岩。在静安堡北潜山及曙光地区的低潜山带（曙古19、杜古2、曙56等井）钻遇。

3.蓟县系杨庄—雾迷山组（$P_{t_{2-3}}$ Jxy–Jxw）

杨庄组尚未钻遇，雾迷山组在曙光潜山钻遇，岩性为灰、灰白、褐灰色厚层状白云质石灰岩，灰质白云岩、含燧石条带白云岩，夹一层紫红色泥灰岩，可作单井对比标志层使用，曙古101、105井最为典型。雾迷山组是曙光潜山油藏的主力油层组之一。

4.洪水庄组–铁岭组（$P_{t_{2-3}}$ Jxh–Jxt）

蓟县系洪水庄组（?）在曙光潜山为灰、灰紫、紫红色石灰岩夹泥灰岩、白云岩、底部有暗绿色、紫红色砂质页岩夹海绿石砂岩，为单井对比标志层。

对该层的划分仍有争议，与周边露头区对比，一种意见认为划归铁岭组，洪水庄组尚未钻遇。在元古界组成的向斜构造核部，曾钻遇紫红、浅灰夹棕黄、灰白、灰绿色石灰岩，泥灰岩夹白云质石灰岩和白云岩，根据产状及岩性特征判断属铁岭组。中部一层灰绿色砂质页岩、海绿石砂岩及灰黑色泥质粉砂岩，可作单井对比标志层使用。

5.青白口系下马岭组（$P_{t_{2-3}}$ Qnx）

以曙14井剖面为代表，岩性为深灰、灰黑色页岩、硅质页岩，局部夹粉砂岩及细砂岩，底部见石英岩块砾石。

6.景儿峪组（$P_{t_{2-3}}$ Qnj）

以曙古115井剖面为代表，上部为紫灰、蛋青色石灰岩，泥灰岩夹灰绿色页岩，砂岩、海绿石砂岩。底部灰、灰白色或紫红色石英岩、变余石英岩。

大民屯凹陷静安堡静北潜山仅钻遇大红峪组和高于庄组。前者为灰白、灰色石英岩、变余石英岩、钙质砂岩；后者为灰色、灰白色白云岩、白云质石灰岩、泥灰岩夹多层钙质砂岩及板岩，偶见紫红色白云岩、石灰质角砾岩夹层。

牛心坨地区牛3孔、宋3井见灰色石灰岩、黄灰色泥灰岩、白云岩、灰白色石英岩及石英砂岩。根据产状及岩性特征判断属中、上元古界。

三、古生界（Pz）

在下辽河坳陷东部凹陷三界泡及东部凸起有探井或浅孔钻遇。以界3井剖面为代表，钻达厚度730米。根据剖面岩性特征自下而上分述如下。

1.下寒武统毛庄组（ϵ_1m）

相当界3井4473.24～4436.5米井段（未穿），以紫、紫红色泥质粉砂岩、页岩夹薄层石灰岩组成。

2.中寒武统徐庄组（ϵ_2x）

相当界3井4436.5～4342.5米井段，视厚度为94米，紫红色粉砂岩，页岩夹薄层石灰岩。

3.中寒武统张夏组（ϵ_2z）

相当界3井4342.5～4155米井段，视厚度为187.5米，厚层状结晶石灰岩、鲕状石灰岩。

4.上寒武系统（ϵ_3）

相当界3井4155～4088米井段，视厚度为67米，按岩性可分三段：下部暗紫红色泥质粉砂岩、页岩夹亮晶石灰岩，与崮山组岩性相似；中部紫褐色泥质粉砂岩，页岩与微晶石灰岩互层，与长山组岩性相似；上部灰色结晶石灰岩，与风山组岩性相似。

5.下奥陶统冶里组（O_1y）

相当界3井4088～3961米井段，视厚度为127米，厚层块状结晶石灰岩、白云质石灰岩夹钙质页岩。

6.下奥陶统亮甲山组（O_1l）

相当于界3井3961～3816.5米井段，视厚度为144.5米，以薄层石灰岩为主，底部含较多的牙形石化石，单锥型为主，为 *Serratognathus bilobatus* 双裂叶锯腭牙形石组合，代表化石有 *Scandodus* sp 斯堪的牙形石，*Drepanodus* sp.镰牙形石，*Paltodus* sp. 短矛牙形石，*Oistodus* sp 箭牙形石等。

7.中奥陶统马家沟组（O_2m）

相当于界3井3816.5～3742米井段，视厚度为74.5米，厚层状石灰岩。根据产出层位和以石灰岩为主的岩性特征及所含的牙形石划归古生界。

四、中生界（Mz）

下辽河坳陷4个凹陷和3个凸起均有较多探井或浅孔钻遇中生界。根据典型剖面（界3、洼7、杜61、千1、齐古2、安92、沈208、佟2、柳参1、营1）自下而上分述如下。

1.上侏罗统小东沟组（J_3x）

以界3井3419～3742米井段为代表剖面，视厚度为323米。岩性由棕红、暗紫红色火山角砾岩、砾岩或灰白色砾岩、肉红花岗角砾岩、灰质角砾岩组成，砾石成分各地差异较大。三界泡地区为紫红色泥质粉砂岩，上部有厚层状石灰岩夹泥灰岩，底部为钙质角砾岩。层位归属意见尚不统一，暂划归小东沟组。一种意见认为界3井和曙古43井的钙质角砾岩夹石灰岩划归中生界欠妥，因为把界3井含124米厚的石灰岩地层划归中生界小东沟组与实际不符，很可能属上古生界。

2.上侏罗统义县组（J_3y）

该统由大段中酸性火山岩组成。以灰、浅灰、紫、暗紫红色英安岩、英安质凝灰岩、晶屑凝灰岩，安山岩、蚀变安山岩、安山角砾熔岩、集块岩、安山质凝灰岩、黑云母安山岩、流纹岩、玄武岩、霏细斑岩等组成。钾氩法测得全岩年龄值为102.7～176.2百万年（见表1-3-3）。以界3、齐古2、齐1等井为代表剖面，钻穿最大厚度达1298.5米。该组火山岩在下辽河坳陷西部凹陷、东部凹陷和中央凸起均有探井钻遇，岩性相似，层位相当，均能对比。与辽东和辽西的对比关系认识尚不一致，多数意见认为与辽东的小岭组或辽西的义县组相当。也有认为与辽西的建昌组相当。

表1-3-3 下辽河坳陷中生界火山岩钾氩法实测年龄表

井 号	杜古37	齐古7	曙古83	欢6	杜63	曙3-7-09	杜古4	齐古2	台10
年龄值(Ma)	102．7	103.5	108.5	143.0	147.6	154.9	167.5	176.2	119.6

3.上侏罗统含煤碎屑岩系

自下而上可分为九佛堂组（辽东称梨树沟组）、沙海组、阜新组，典型的代表剖面有界3、柳参1、房1、营1、千1、佟2、沈208、安92等井。

界3井剖面可分三个岩性段，下部为灰黑色泥岩、页岩、油页岩夹薄层泥灰岩、石灰岩和鲕灰岩；中部为深灰、灰色泥岩与灰白色钙质砂岩互层；上部深灰、灰色泥岩为主，夹黑色钙质页岩与灰白色钙质砂岩。房1井揭露厚度591米仍未钻穿。佟二堡地区凝灰岩，凝灰质砂岩、凝灰质泥岩发育。西八千地区上部以灰黑色泥岩为主，炭质泥岩发育，下部以砂砾岩为主夹煤层。

上述地层孢粉化石丰富，地层厚度、岩性变化较大，主要分布在东部凹陷的三界泡，青龙台、房身泡、佟二堡、营口和西部凹陷西八千地区。千1井剖面与辽西的九佛堂组，沙海组、阜新组相当；界3、房1井剖面与泥河子组和部分沙海组相当，与辽东的梨树沟组可以对比。暂划归上侏罗统。

4.下白垩统孙家湾组（K_1s）

以曙14、曙32、高2、杜61井为代表剖面，岩性以紫红、砖红色砂砾岩、砾岩、砂岩为主夹泥岩，砾石成分复杂。主要分布在西部凹陷高升至西八千（西斜坡）的西部边缘地区；东部凹陷的大洼、董家岗地区及大民屯凹陷的网户屯地区，层位与辽西的孙家湾组、辽北的泉头组、辽东的大峪组相似，区内定名为孙家湾组。

第二节　新生代地层特征

下辽河坳陷自新生代以来，沉积了巨厚的新生界，各凹陷综合最大厚度达9285米。具有沉降沉积速度快、沉积旋回韵律多、岩相厚度变化大等特点，属河流相、三角洲相、湖相沉积体系。对遍布全坳陷的1400多口探井所揭露的地层用岩石地层学、生物地层学、地震地层学及矿场地球物理测井方法进行综合研究，把第三系划分为古新世至早始新世玄武岩喷发沉积旋回、晚始新世至渐新世沉积旋回、中新世至上新世沉积旋回。确定了6个地震反射界面，4个地层不整合及两个假整合界面。建立了比较扎实的介形类、腹足类、藻类、孢粉、鱼类等古生物化石组合、亚组合及化石带，并与渤海沿岸地区建立了对比关系，比较准确地建立了下辽河坳陷第三系的层序，自下而上划分为房身泡组、沙河街组、东营组、馆陶组、明化镇组和第四系平原组，为石油地质综合研究奠定了可靠的基础。

一、下第三系（E）

1.房身泡组（$E_{1-2}f$）

房身泡组可分二段，视厚度0～1204米。

(1) 玄武岩段（$E_{1-2}f_1$）　岩性以黑色玄武岩、绿灰、褐灰色辉石玄武岩、灰紫、灰黑色橄榄玄武岩、暗紫色蚀变玄武岩夹深灰、暗棕红色泥岩。坳陷北部的青龙台、房身泡、台安、高升地区，大民屯凹陷，沈北凹陷及抚顺盆地夹黑色泥岩、炭质泥岩、煤线或薄煤层。东部凹陷在欧里坨子以北地区，大段玄武岩中、上部见较多的暗紫红色蚀变玄武岩，与玄武岩之上的同色泥岩不易区分。

岩石化学分析结果，坳陷内本段的玄武岩均属碱性玄武岩。西部凹陷属钾质系列碱性玄武岩，大民屯凹陷和东部凹陷属钠质系列碱性玄武岩。详见表1-3-4。

用钾氩法测得三个凹陷的玄武岩全岩同位素年龄范围为44.8～68.0百万年，见表

1-3-5。

该段玄武岩在下辽河坳陷颇为发育，分布广泛，厚度变化大，分布范围受基底断裂控制，沿北东向呈带状分布。西部凹陷饶阳河至大洼一线以北的广大地区，东部凹陷，大民屯凹陷、沈北凹陷及抚顺盆地均有分布，其中高升、三界泡、青龙台、小龙湾、茨榆坨、静安堡以北老边地区厚度最大，最厚达1200余米，见表1-3-6，与下伏层太古界、元古界、中生界的不同层位接触。

表1-3-4　下辽河坳陷玄武岩化学分析成果表[1]

项　目	西部凹陷	东部凹陷	大民屯凹陷
SiO_2	46.36	45.66	45.57
Fe_2O_3	6.24	6.41	7.27
FeO	4.88	5.21	5.39
Al_2O_3	15.50	14.91	15.27
TiO_2	1.87	1.79	1.63
MnO	0.14	0.35	0.24
CaO	8.53	7.48	7.19
MgO	6.09	7.35	7.18
K_2O	1.79	0.70	0.98
Na_2O	2.91	2.52	3.65
P_2O_5	0.39	0.43	0.29
L	4.65	6.52	4.52
σ	6.51	3.90	8.34
Fe_2O_3／FeO	1.28	1.25	1.35
MF	0.65	0.61	0.64

①L：表示消失量；

σ：里特曼指数 $\sigma=\frac{(Na_2O+K_2O)^2}{SiO_2-43}$；

($\sigma>3.3$ 为碱性，$\sigma<3.3$ 为非碱性)

MF：铁镁指数 $MF=\frac{FeO+Fe_2O_3}{FeO+Fe_2O_3+MgO}$；

表内其它数字单位为%。

表1-3-5　下辽河坳陷房身泡组（$E_{1-2}f$）火山岩钾氩年龄数据表

地区	西部凹陷					大民屯凹陷		东部凹陷			抚顺
井号	高8	高3-4-04	曙74	雷11	曙古33	沈101	沈111	开12	界4	龙23	
年龄(Ma)	44.8	46.5	46.4	46.7	48.5	47.9	56.4	48.6	63.2	68.0	66.2

表 1-3-6　下辽河坳陷房身泡组（$E_{1-2}f$）玄武岩最大厚度数据表

地　区	东部凹陷				西部凹陷		大民屯凹陷
井　号	茨 7	龙 11	小 3	界 4	高参 1	高古 1	安 64
最大厚度（m）	1062.59①	434.5	1123.31①	722.0	1204.0①	1143.0	413.0

①表示未钻穿厚度。

（2）暗紫红色泥岩段（$E_{1-2}f_2$）　厚度 0～305.5 米，以杜 79，183、201、茨 14、锦 11 等井较为典型。以暗紫红色泥岩为主，局部变为玄武质、凝灰质泥岩，质纯细腻、造浆性强，与暗紫红色蚀变玄武岩不易区分。在西部凹陷的兴南、鸳鸯沟、胜利塘至大有地区，东部凹陷的茨榆坨，大民屯凹陷的静安堡地区均有分布。茨榆坨与静安堡地区为玄武质、凝灰质泥岩，位于大段玄武岩之上。显平直低电阻曲线特征。与济阳坳陷的昌参 1、莱 24、东风 4 井和黄骅的港 4、港 106 井划归沙河街组四段下部的红色泥岩十分相似。与下伏地层为不整合关系。1983 年，把该段地层与古新世大段玄武岩作为同层异相处理，现在看来是上下关系，很可能属于孔店组的残余部分，暂划归房身泡组二段。

2.沙河街组（$E_{2-3}s$）

沙河街组自下而上可分为四段、三段、二段、一段。

（1）沙河街组四段（E_2s_4）　本区仅有沙河街组四段上部地层，视厚度为 0～813.5 米。始新世早期本区处于隆起状态，相当于孔店组和沙河街组四段中、下部的地层全区缺失，因此地层不全。各凹陷沉积差异十分明显，以西部凹陷为代表，可细分成三个岩性段，自下而上是：

1）绿色泥岩夹玄武岩段：视厚度 0～436 米，岩性以灰绿、翠绿、褐灰色泥岩为主，夹玄武岩和薄层泥灰岩、白云质石灰岩，呈锯齿状低电阻电性特征，火山活动微弱，只在西部凹陷的高升至饶阳河一带有火山岩分布，取样测得全岩年龄范围 42.1～45.4 百万年（表 1-3-7）。牛心坨地区已相变成大段砂砾岩组。与下伏暗紫红色泥岩为不整合关系。

表 1-3-7　西部凹陷 $E_{2-3}s_4$ 玄武岩实测年龄数据表

井　号	高 81	杜 16	杜 22	杜古 3
年龄（Ma）	42.1	45.4	44.1	44.7

2）高升油层段：视厚度 0～505 米。岩性以褐灰色泥岩为主，薄层油页岩、泥灰岩、鲕灰岩、泥晶灰岩、粒屑灰岩较发育并夹薄层砂岩。牛心坨地区相变成大段泥岩。分布在西部凹陷的西斜坡和大民屯凹陷北部。

3）杜家台油层段：视厚度 0～458.5 米。岩性为灰白色砂岩，砂砾岩与灰、褐灰、棕红色泥岩间互。顶部灰色泥岩与油页岩、钙质页岩、白云质石灰岩薄层间互，组成沙河街组四段上部特殊岩性段。砂质岩可分成三个砂岩组，是西部凹陷的主要含油目的层，以第二砂岩组分布范围最大，厚度稳定；其它两个砂岩组平面上变化大。在欢喜岭、齐家铺、曙二区砂岩发育，颗粒变粗。自曙光四区至高升及兴隆台地区已相变成油页岩，钙质页岩、（图版Ⅲ、图 4、图 7）泥灰岩、白云质石灰岩与褐灰、深灰色泥岩互层段。大民屯凹陷已相变成

褐灰、深灰色大段泥岩。东部凹陷沙河街组四段上部缺失。

(2) 沙河街组二段（E_2s_3） 视厚度 0～1861 米（未穿）。为大段灰黑、褐灰色泥岩。凹陷边缘底部多为粗碎屑冲积扇或扇砂砾岩，凹陷中心部位底部为灰黑色泥岩夹油页岩、钙质页岩。中、下部在三个凹陷均以深灰、灰黑色大段泥岩为主，常有不稳定的透镜状浊积砂砾岩夹层，高升、曙光、欢喜岭地区为浊积砂砾岩的分布区。在于楼、热河台、静安堡地区见较厚的玄武岩，反映当时火山活动较强烈。上部为砂岩、泥岩、碳质泥岩互层段，顶部为碳质泥岩集中段。东部凹陷的于楼、热河台地区火山活动强烈，玄武岩厚度特大，连续厚度达 500 余米；欧里坨子以北至青龙台地区明显变薄。大民屯凹陷静安堡地区仅有零星分布。测得玄武岩年龄范围为 39.4～42.4 百万年。详见表 1–3–8。

表 1–3–8 东部凹陷沙河街组三段（E_2s_3）玄武岩实测年龄数据表

井 号	茨 20	湾 3	热 21	于 52
年龄（Ma）	42.4	39.4	39.5	40.9

(3) 沙河街组二段（E_3s_2）

视厚度 0～380 米。岩性以浅灰白、肉红色砂砾岩，长石砂岩，钙质砂岩为主，局部地区见长石砂岩夹灰绿、棕红、灰色泥岩。欢喜岭部分地区相变成生物石灰岩，鲕粒石灰岩，鲕粒砂岩。双北地区变成钙质页岩和深灰色泥岩。除高升至大有的西斜坡高部位地区缺失外，西部凹陷其它地区均有分布。东部凹陷在热河台、于楼东西两条主断层下降盘均有分布。牛居、大湾地区可能有沙河街组二段。其余地区和大民屯凹陷缺失。与沙河街组二段为不整合关系。

(4) 沙河街组一段（E_3s_1） 视厚度 0～945 米。岩性以灰、深灰色泥岩为主，与灰白色砂岩、砂砾岩不等厚互层，中部夹褐色油页岩或生物石灰岩、鲕灰岩薄层；下部褐灰、浅灰色钙质页岩发育，局部地区见泥灰岩、白云质石灰岩夹层。东部凹陷的黄金带、牛居、茨榆坨地区和西部凹陷的大有及大民屯凹陷的三台子地区见黑色玄武岩。测得全岩绝对年龄范围为 36.0～38.6 百万年，详见表 1–3–9。

表 1–3–9 下辽河坳陷沙河街组一段（E_3s_1）玄武岩钾氩年龄数据表

地 区	东 部 凹 陷							西 部 凹 陷	
井 号	黄 105A	黄 51	沟 1F	荣 7	沟 1G	黄 105B	红 5G	锦 2–19–8	锦 2–25–10
年龄(Ma)	36.0	36.9	36.9	37.7	38.1	38.4	38.6	37.4	37.1

沙河街组一段在下辽河坳陷分布范围大，剖面类型多，特殊岩性发育，对比标志层多，化石丰富。从剖面类型看各凹陷差别明显，大民屯凹陷和东部凹陷为砂岩与泥岩间互类型，泥岩隔层薄，韵律性不强；西部凹陷的西斜坡，兴北、台安、鸳鸯沟地区的剖面类型具有泥岩隔层厚，砂岩组明显，韵律性强、砂岩与泥岩分异性好的特点。从湖盆边缘向中心方向岩性变化十分明显，曙二区自沙河街组一段下部的泥岩段到中上部砂岩段呈典型的反旋回沉积剖面类型，以曙 5、欢 13 井为代表剖面；杜古 2 井以北变成兴北型，沙河街组一段顶部大段厚层块状砂岩向南北方向变成层状砂岩或尖灭，使齐家铺地区与曙光潜山地区的剖面类型

相似；兴南、马圈子、田家镇、清水、双台子、欢喜岭、双南等广大地区相变成大段泥岩类型，与沙河街组二段为连续沉积关系。

3.东营组（E_3d）

视厚度0～1828米。岩性以灰绿、绿灰、褐灰、棕红色泥岩、砂质泥岩与浅灰、灰白色砂岩、长石砂岩、砂砾岩、含砾砂岩间互为特征。双南、鸳鸯沟、马圈子以南和东部凹陷东部断阶带的剖面有代表性。东部凹陷黄金带以南地区玄武岩层数多、厚度大、分布稳定，反映当时火山活动强烈。牛居、茨榆坨和大民屯凹陷的东北部地区也有两层厚度较薄的黑色玄武岩。测得玄武岩全岩钾氩年龄范围为24.7～36.0百万年（见表1-3-10）。

表1-3-10　下辽河坳陷东部凹陷东营组三段（E_3d）玄武岩钾氩年龄数据表

井　号	大15	红5-A	沟1-A	红5-B	黄64	红5-C	红5-E
年龄（Ma）	24.7	25.6	27.4	28.1	29.7	30.8	32.6
井　号	台10-A	红10-18	荣21-B	红5-D	荣21-A	红5-F	荣21
年龄（Ma）	32.6	32.6	32.6	33.0	33.9	34.1	34.2
井　号	红13	沟1-B	沟1-E	沟1-D	沟1-C	红8-10-B	黄104
年龄（Ma）	34.4	34.5	34.6	35.3	35.5	35.9	36.0

双南、鸳鸯沟地区东营组下部相变成大段深灰色泥岩。马圈子、双台子、清水、大洼等地区和东部凹陷南部则为砂、泥岩互层、夹炭质泥岩段。与沙河街组一段为整合到局部不整合关系。下第三系地层综合柱状剖面见图1-3-1。

二、上第三系和第四系（N+Q）

1.上第三系（N）

上第三系由下部厚层状含砾砂岩、砂砾岩、含砂砾岩；中部砂岩、泥岩间互和上部砂砾岩、砾岩组成一个完整的沉积旋回，分为馆陶组和明化镇组。

（1）馆陶组（Ng）　视厚度0～304米。岩性为灰白色厚层砂砾岩、含砂砾岩、砾岩为主，夹少量灰绿、黄绿色砂质泥岩。底部砾岩富含燧石颗粒，砾石成分复杂，地层厚度自北向南增厚。大平房地区有黑色玄武岩呈层状分布。牛居、大民屯凹陷和沈北凹陷本组缺失，沉积间断明显，与下伏层不整合接触，其底界相当T_2地震反射界面。

（2）明化镇组（Nm）　视厚度107～823米，分上下两段：下部黄绿、灰绿、浅棕红色泥岩、紫斑杂色泥岩与浅灰、灰白、黄绿色粉砂岩、砂岩、含砾砂岩间互层，上部浅灰白色粗粒含砂砾岩、砂岩为主夹黄绿色砂质泥岩。颗粒下细上粗，分选性差，成分复杂，以石英为主，含较多的长石及花岗岩、石英岩、火山岩岩块，砂泥质胶结，胶结松散，化石甚少。

2.第四系平原组（Qp）

视厚度0～417米，上部为浅灰色粉砂层夹土黄色粘土、砂质钙质粘土层，泥砾层与浅灰、黄灰色砂层、砂砾层间互；底部为褐黄色砂层、含砾粗砂层。在坳陷南部地区见丰富的现代海相生物，计有小笔螺、牡蛎、介形虫。在于楼见未完全炭化的树木枝干，于1井井深18米处曾获蒲州胡桃核果，时代属更新世中期。

三、地层对比标志层及地震反射层

下辽河坳陷下第三系剖面中可供对比的标准（志）层很多。在进行油气田勘探开发过程中，是用来识别地层，进行油层（砂层）组划分与对比的重要依据。因此识别地层剖面中的

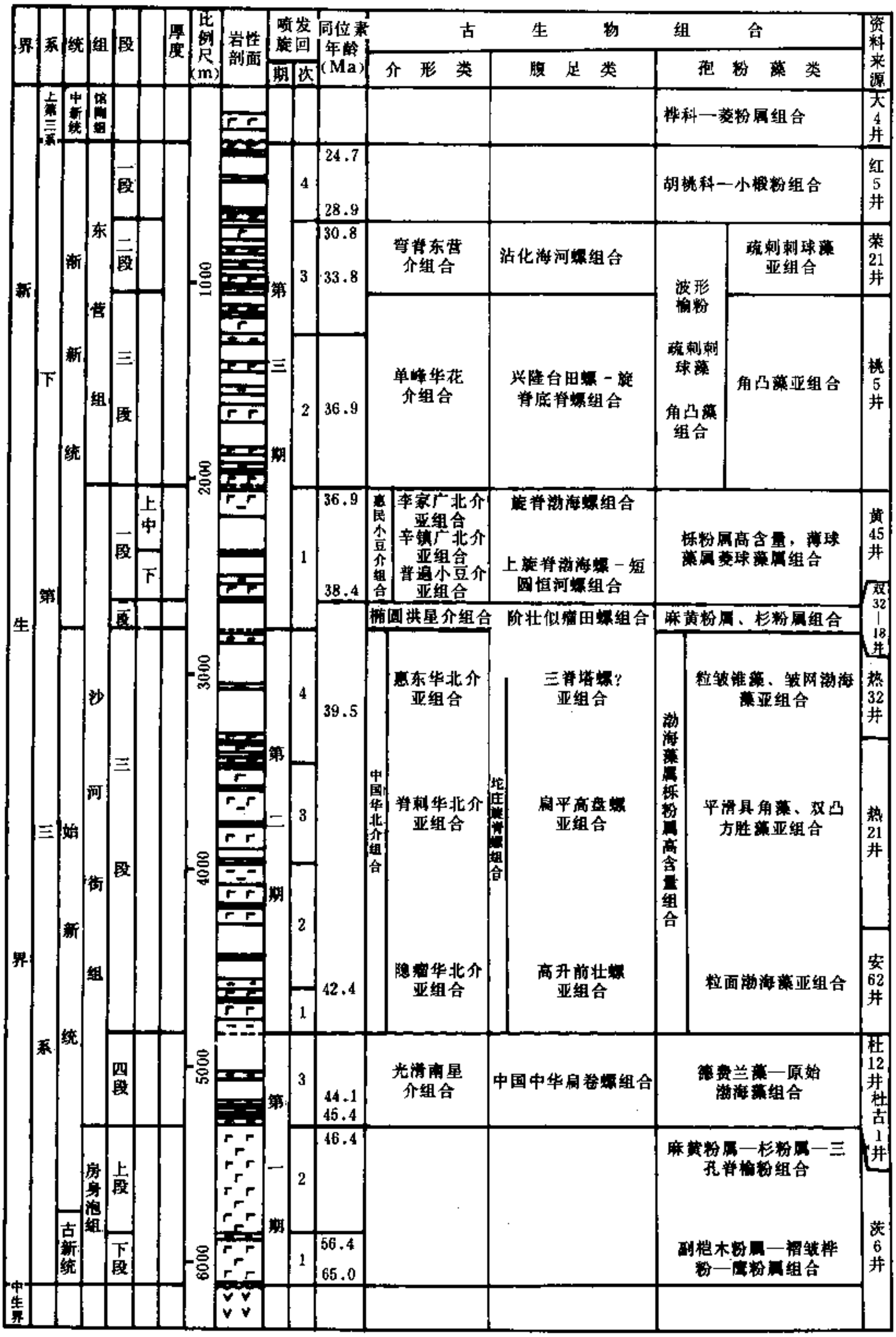


图 1-3-1　下辽河坳陷下第三系综合柱状剖面图

标准（志）层意义重大，是地层对比细分的基础工作。

下辽河坳陷，特别是西部凹陷具有区域性意义的标志层有5个，局部地区性的辅助标志层在各凹陷差别较大，仅作简略记述。

1.区域性标志层

(1) 沙河街组四段下特殊岩性对比标志层以褐灰色油页岩、钙质页岩、或鲕灰岩、白云质石灰岩、粒屑石灰岩、泥晶灰岩与灰色泥岩薄层间互。在西部凹陷的西斜坡、大民屯凹陷、沈北凹陷和抚顺盆地均有分布。相当 T_6 地震反射界面，是划分高升油层的特殊岩性段，位于沙河街组四段上部、高升油层顶部。

(2) 沙河街组四段上特殊岩性对比标志层 由褐灰色油页岩、钙质页岩，白云质石灰岩与灰色泥岩薄层间互。厚度40～50米，视电阻率曲线显锯齿状。西部凹陷西斜坡及兴隆台、双北地区广泛分布；大民屯凹陷已相变成泥岩。位于沙河街组四段上部杜家台油层顶部。

(3) 沙河街组三段下部油页岩或钙质页岩对比标志层 以褐色油页岩、钙质页岩与灰黑色泥岩间互，显梳齿状电性特征。与上、下特殊岩性段的区别是无薄层灰岩、泥灰岩。主要分布在西部凹陷的西斜坡及兴隆台地区和东部凹陷热河台地区。位于沙河街组三段莲花油层的顶部。

(4) 沙河街组一段中部油页岩对比标志 岩性为褐灰色油页岩或生物石灰岩，视电阻率曲线特征明显。西部凹陷除西斜坡的较高部位外，其余地区均有分布，曙光和西八千地区相变成生物石灰岩。东部凹陷在欧里坨子以南地区明显可见，牛居地区已相变成泥岩或劣质油页岩，大民屯凹陷标志不清。

(5) 馆陶组块状砂砾岩对比标志层 位于上第三系底部的对比标志，电测井曲线和地层剖面特征明显。相当于 T_2 地震反射界面。

2.其它辅助对比标志层

(1) 西部凹陷局部地区性辅助标志层，计有：沙河街组四段高升油层顶部低电阻平直稳定泥岩标志层；沙河街组一段底部上钙质页岩标志层；沙河街组一段下部上钙质页岩标志层；沙河街组一段中部波状电阻率曲线特征泥岩标志层；沙河街组一段上部厚层高电阻率砂岩标志层；东营组二段顶部成对砂岩和含螺泥岩标志层。

(2) 东部凹陷局部地区性辅助标志层，计有：沙河街组三段顶部碳质泥岩集中段标志层；沙河街组一段下部高感应泥岩标志层；沙河街组一段下部稳定泥岩标志；沙河街组一段中部高感应灰色泥岩标志层；沙河街组一段中部化石层标志层；东营组二段顶部低电阻负自然电位标志层。

(3) 大民屯凹陷局部地区性辅助标志层，计有：沙河街组四段上部顶“V”字高感应标志层；沙河街组一段下部低电阻高感应“漏斗群”标志层。

四、生物地层特征

下辽河坳陷下第三系生物群化石十分丰富，经过20多年的工作，积累了大量资料，划分了各门类的化石组合，其中：

介形类划分6个组合，9个亚组合，一个化石带；腹足类划分7个组合，8个亚组合；藻类划分3个组合，5个亚组合；孢粉划分5个组合；鱼类仅见5个科。

各门类化石在地层中的分布情况自下而上简述如下。

1.房身泡组

仅在东部凹陷的龙 1、房 1 井及海 1 孔在玄武岩段的泥岩夹层中获较多的孢粉化石。以龙 1 井为代表，被子类花粉占优势，含量占 78.8%～90.7%，其中 Betulaceoipollenites *bituitus* 拟桦粉占 19.9%～47.9%，*Betulaepollenites plicoides* 褶皱桦粉占 0%～34.7%，*Quercoidites* 栎粉属占 1.8%～27.7%，*Ulmipollenites dnclulosus* 波形榆粉占 1.2%～11.4%，*Momipites coryloides* 拟榛粉占 0.7%～7.5%，见少量 *Alnipollenites metaplasmus* 异常桤木粉，*Engelhardtioidites microcoryphaeus* 小首黄杞粉、*Caryapollenites triangulus* 三角山核桃粉、*Juglanspollenites Verus* 真胡桃粉、*Aquilapollenites spinulosus* 小刺鹰粉。裸子类花粉次之，含量占 9.3%～18.8%，*Pinaceae* 松科占 6.6%～23.6%，*Taxodiaceaepllenites* 杉粉属 2.7%～12.4%，*Ephedripites* 麻黄粉属占 0.6%～2%。蕨类孢子稀少。以未见动物化石，被子类花粉占绝对优势及拟桦粉、褶皱桦粉高含量为特征。

2.沙河街组

(1) 四段 孢粉化石以 *Taxodiaceaepllenites* 杉粉属、*Ephedripites* 麻黄粉属、*Lonicerapollis tenuipolaris* 薄极忍冬粉高含量组合为特征。其中下部绿色泥岩夹薄层玄武岩和高升油层段为杉粉属、*Ulmipollenites* 榆粉属、*Celtispollenites* 三孔朴粉高含量带。上部杜家台油层段为杉粉属、麻黄粉属连续分布，松科、*Inaperturopollenites* 无口器粉属高含量带。藻类化石开始发育，主要有 *Bohaidina Primitipus* 原始渤海藻，*Leioisphaeridia* 光面球藻属。

介形类为 *Austrocypris levis* 光滑南星介组合。主要标志化石有 *Austrocypris levis* 光滑南星介、*A.posticaudata* 后翘南星介、*Candona acclivis* 坡形玻璃介、*Cypris postilonga* 后长金星介、*C. bella* 美丽金星介、*Cyprinotus shuguangensis* 曙光美星介、*C.altilis* 肥实美星介、*C. shandongensis* 山东美星介、*Ilyocypris liuqiaoensis* 柳桥土星介、*I.subliugiaoensis* 近柳桥土星介。

腹足类为 *Sinoplanorbis sinensis* 中国中华扁卷螺组合。主要有：*Valvata shuguangensis* sp.nov. 曙光盘螺，*V.* (*Cincinna*) *applanata* 扁平高盘螺，*Hydrobia liuqiaoensis* 柳桥水螺，*Micropyrgus simplus* sp.nov 简单微塔螺，*Baicalia Gerstfeldtia shenyangensis* 沈阳杰民螺 *Sinoplanorbis sinensis* 中国中华扁卷螺 *Sinoplanorbis sinensis* 中国中华扁卷螺，*S.intermedia* 中国中华扁卷螺，*S. spiralis* 旋纹中华扁卷螺，*S.conjungens* 连接中华扁卷螺，Hopeiella speciosa 特殊小河北螺等。分布于沙四段中，下部的 *Cyprinotus igneus* 火红美星介组合和分布于孔店组二段的 *Eucypris wutuensis* 五图真星介组合的标志性化石本区没有发现。此外还偶见完整的鱼化石（图版Ⅲ，图 8）。

(2) 三段 沙河街组三段沉积时期，盆地以深陷为主，生物繁盛，化石丰富，其中介形类为 *Huabtinia chinensis* 中国华北介组合，主要有 *H. chinensis* 中国华北介，*H.huidongensis* 惠东华北介、*H. costatispinata* 脊刺华北介、*H.ventricostata* 腹脊华北介、*H.triangulata* 三角华北介、*H.obscura* 隐瘤华北介、*Camarocypris ovata* 卵形横星介、*Cyprois mina* 小型拟星介、*Virgatocypris striata* 细纹纹星介、*Candona Postabscissa* 后陡玻璃介、*C.posticoncava* 后凹玻璃介、*C.compta* 精美玻璃介、*C.adulta* 远伸玻璃介、*Fusocandona xinglongtainensis* 兴隆台纺缍玻璃介等。按各属种纵向上的发育特点可分为三个亚组合：

隐瘤华北介亚组合——东部凹陷分布于大湾至茨榆坨一带，西部凹陷分布于高升至大有的斜坡边缘带，大民屯凹陷分布于北部静安堡地区。主要有 *Huabeinia obscura* 隐瘤华北

介、*H.yonganensis* 永安华北介、*H.trapezoidea* 梯形华北介、*Candona acclivis* 坡形玻璃介。

背刺华北介亚组合——分为华北介发育区和玻璃介发育区。东部和西部凹陷为华北介发育区，主要有脊刺华北介、腹脊华北介、三角华北介、小型拟星介及后凹玻璃介。大民屯凹陷为玻璃介发育区，主要有 *Candona subgrandis* 近长大玻璃介、*C.grandis* 长大玻璃介及远伸玻璃介，仅个别井见单刺华北介，上述玻璃介也出现在东部和西部凹陷的沙河街组三段中部，相互可以对比。

惠东华北介亚组合——有细纹纹星介、*Pseudocandona declivicostata* 斜脊假玻璃介，分布在东、西部凹陷，而大民屯凹陷仅沼泽拟星介大量发育，所在层位为沙河街组三段上部。

腹足类为 *Liratina tuozhuangengis* 坨庄旋脊螺组合，所在层位为沙河街组三段，自下而上分三个亚组合：

Prososthenia gaoshengensis 高升前壮螺亚组合——产自西部凹陷西斜坡高升至大有地区沙河街组三段下部。主要有 *Campeloma?qijiaensis* sp. nov.齐家肩螺、*Prososthenia gaoshengensis* 高升前壮螺，*C.orientalis* sp.nov 东方肩螺，*Amerianna angularis* sp. nov. 角状阿梅里亚螺。

Valvata (Cincinna) *applanata* 扁平高盘螺亚组合——主要有扁平高盘螺，坨庄旋脊螺，产于沙河街组三段中部。

Pyrgula? tricarinata 三脊塔螺亚组合——本亚组合在东，西、大民屯凹陷均被钻遇。本亚组合的主要有三脊塔螺，*Stenothyra paucilineata* 少纹狭口螺，*Bohaispira tetracostata Huang* 四旋脊渤海螺，*Glyptophysa carinata* 棱角雕滴螺等，产于沙河街组三段上部。

藻类化石为 *Bohaidina-Parabohaidina* 渤海藻属—副渤海藻属组合，分布于沙河街组三段，主要属种有渤海藻属、副渤海藻属、*Conicoidium* 锥藻属、*Angularia* 具角藻属、*Dinogymnium* 沟裸藻属、*Bipolaribucina* 极管藻属、*Leiosphaeridia* 光面球藻属、*Granodiscus* 粒面球藻属等。自下而上可细分出 ① *Bohaidina granulata-Bosedinia laevigata* 粒面渤海藻—光面百色藻亚组合，代表化石有 *Canningia micibaculata* 细棒坎氏藻、*Granodiscus ? granulatvs* 粗粒面球藻?、*Dinogymnium ? amphidoxosum* 可疑沟裸藻?、粒面渤海藻，光面百色藻等，层位相当于沙河街组三段下部。② *Angularia glabra-Dictyotidium microreticulatum* 平滑具角藻—细网面球藻亚组合，代表化石有 *Bohaidina microreticulata* 细网渤海藻、*Horologinella biconvexa* 双凸方胜藻、*Dinogymnium capereta* 起皱沟裸藻、平滑具角藻、细网面球藻、层位相当于沙河街组三段中部。③ *Conicoidium granorugosum-Bohaidina retirugosa* 粒皱锥藻—皱网渤海藻亚组合，代表化石有 *Granodiscus staplinii* 斯氏粒面球藻、*Leiosphaeridia* cf. *similis* 相似光面球藻（比较种）、*Bohaidina retirugosa* 皱网渤海藻、*Parabohaidina laevigata* 光面副渤海藻、*Bohaidina laevigata* 光面副渤海藻、*Conicoidium granorugosum* 粒皱锥藻、*Filisphaeridium aspersum* 污脏棒球藻、*Dinogymnium granulatum* 颗粒沟裸藻、极管藻属等，分布层位为沙河街组三段上部。

孢粉为 *Quercoidites* 栎粉属、*Ulmipollenites* 榆粉属高含量组合为特征。大民屯凹陷和东部凹陷北部地区沙三段中、下部藻类化石较少，但 *Alnipollenites* 桤木粉属、*Tiliaepollenites* 椴粉属、*T. instructus* 椴粉、*T.microreticulatus* 细网椴粉高含量。

(3) 二段　沙河街组二段化石单调、数量少。*Camarocypris elliptica* 椭园拱星介组合分布在西部凹陷兴隆台以南地区，东部凹陷仅分布在黄金带至热河台构造带东西主断层下降盘的低部位。主要代表化石有椭园拱星介、*Cypria gergara* sp. nov. 丰富丽星介、*Potamocyprella levis* sp. nov. 光滑小河星介，*C. recla* sp. nov. 直似玻璃介，*Pseudocandona boxingensis* sp. nov. 博兴假玻璃介等，其它化石稀少。

(4) 一段　沙河街组一段化石丰富，介形类为 *Phacocypris huiminensis* 惠民小豆介组合，是广泛分布于三个凹陷的沙河街组一段化石组合。主要有：*xiyingia magna* 大西营介、*X.luminosa* 光亮西营介、*Guangbeinia xinzhenensis* 辛镇广北介、*G.lijiaensis* 李家广北介、*Glenocypris rugosa* 褶皱洼星介、*Eucypris faviformais* 蜂巢真星介、*Eucypris lelingensis* 乐陵真星介、*Candona sinensis* 中华玻璃介、*C. diffusa* 伸玻璃介、*Pseudocandona deplanata* 扁假玻璃介、*Phacocypris vulgata* 普通小豆介和惠民小豆介等。按属种纵向上发育特点可分三个亚组合，把沙河街组一段分成下、中、上三部。自下而上为：

普通小豆介亚组合——化石数量多，沿泥岩层面密集分布。主要标志化石有普通小豆介、扁假玻璃介，遍布三个凹陷。

辛镇广北介亚组合——广泛分布于三个凹陷，按属种组合可分成西营介发育区和湖花介、洼星介发育区。西营介发育区指西部凹陷兴隆台以南和东部凹陷热河台以南广大地区。主要标志化石有辛镇广北介、惠民小豆介组合中的成员除扁假玻璃介和李家广北介外均可在此亚组合出现。东部和西部凹陷的北部及大民屯凹陷为湖花介、洼星介发育区。主要标志化石有褶皱洼星介、*Eucypris fida* 诚实真星介、*Limnocythere variabilis* 易变湖花介等。

李家广北介亚组合——分布于西部凹陷兴隆台以南及东部凹陷黄金带以南地区。主要标志化石有李家广北介。

同样，腹足类化石亦很丰富，为 *Bohaispira supracarinata–Gangetia brevirota* 上旋脊渤海螺—短圆恒河螺组合，广泛分布于本区三个凹陷的沙河街组一段中、下部。本组合自下而上可分成三个亚组合：①*Pseudostenothyra lirellata* 小脊假狭口螺亚组合，层位沙河街组一段下部；②*Bohaispira shalingensis* 沙岭渤海螺亚组合和 *Stenothyra jinxianensis* 锦县狭口螺亚组合，产自层位沙河街组一段中部。

藻类化石为 *Tenua–Rhombodella* 薄球藻属—菱球藻属组合。主要代表化石有：*Tenua bifidis* 分叉薄球藻、*T. biornatisum*.双饰薄球藻、*Tenuq* 薄球藻属、*Rhombodella variabilis* 变异菱球藻、*R.lubiforma* 管突菱球藻、菱球藻属、*Filisphaeridium baculatum* 棒形　棒球藻、*Paucibucina* 疏管藻属、*Oligosphaeridium* 稀管藻属等。

*3.*东营组

介形类分为两个组合，三个亚组合，一个化石带。

(1) *Chimocythere unicuspidata* 单峰华花介组合　本组合分布于西部凹陷兴隆台以南，东部凹陷桃园至荣光屯一带及中央凸起南部倾没带的东营组三段。主要标志化石有单峰华花介、*C.shangheensis* 商河华花介、*Limnocythere posticliva* 后斜湖花介、*Dongyingia ventrispinata* 腹刺东营介、*D.bispinata* 双刺东营介、*D.spongiformis* 蜂孔东营介、*D.dorsinodosa* 背瘤东营介、*Hebeinia arca* 拱背河北介、*Phacocypris lepida* 精美小豆介、*P.pisiformis* 豆状小豆介。自下而上分三个亚组合：①豆状小豆介亚组合，以含拱背河北介、豆状小豆介为特征；②蜂孔东营介亚组合，主要标志化石有蜂孔东营介、背瘤东营

介；③单峰华花介亚组合，主要标志化石有单峰华花介、商河华花介、后斜湖花介、腹刺东营介和双刺东营介。除欢双南部地区外一般不含单蜂华花介及商河华花介。三个亚组合化石分别产自东营组三段的下、中、上部位。

（2）*Dongyingia inflexicostata* 弯脊东营介组合 主要标志化石有弯脊东营介、*D.labiaticostata* 唇形脊东营介、*D.biglobicostata* 双球脊东营介、*D.florinodosa* 花瘤东营介、*D.floricostata* 花脊东营介、*D.impolita* 粗糙东营介、*Berocypris striata* 指纹瓜星介、*Phacocypris guangraoensis* 广饶小豆介、*Candonopsis liaoningensis* 辽宁似玻璃介、*Candona laevigata* 低平玻璃介、*Candoniella extensa* 伸长小玻璃介、*Chinocythere Cornuta* 具角华花介、*C.xinzhenensis* 辛镇华花介等。在欢双地区南部至海外河地区，指纹瓜星介、近指纹瓜星介、双球脊东营介、唇形脊东营介在纵向上分成一条较稳定的绝迹界线，将东二段分成上、下两部分。在绝迹线之下和单峰华花介之上为指纹瓜星介、双球脊东营介带。为东营组二段化石，主要分布在西部凹陷兴隆台以南及东部凹陷欧里坨子以南地区。

腹足类分三个组合，两个亚组合，其层位意义与介形类大同小异。

（1）*Bohaispira spiralifere* 旋脊渤海螺组合 分布范围小，仅见于东、西部凹陷的南部、化石产自沙河街组一段上部至东营组三段下部。自下而上分两个组合：

①旋脊渤海螺亚组合，化石产自沙河街组一段上部（沙河街组一段中部油页岩以上）至东营组三段底部。主要有：旋脊渤海螺、*B. panshanensis* 盘山渤海螺、*Sinostenothyra simpler* 简单中华狭口螺 *Nannopyrgula raris* 珍奇矮塔螺、*Ancylastrum bohaiensis* 渤海曲肿螺等。

②*Yonganospira* （*Bohaispirella*） *bellula* 美丽小渤海螺亚组合，化石产自东营组三段下部，分布在西部凹陷南部兴隆台、马圈子、欢喜岭等地区。常见属种 *Viviparus xinglongtaiensis* 兴隆台田螺、*Tianjinospira monostichophyma* 单列瘤天津螺、*Micromelania monilifera* 串珠微黑螺、*Stenothyra* （*Basilirata*） *nodilirata* 瘤脊底脊螺、美丽小渤海螺、*Y.* （*Bohaispirella*） *angularis* 具角小渤海螺、*Y.*（*Bohaispirella*） *simplica* 简单小渤海螺、*B. magna* 高大渤海螺、*B.ornatinoda* 瘤饰渤海螺、旋脊渤海螺、*Glyptophysa sinensis* sp. nov. 中国雕滴螺等，其中美丽小渤海螺、高大渤海螺、瘤饰渤海螺、中国雕滴螺是该亚组合的标志化石。

（2）*Viviparus xinglongtaiensis* 兴隆台田螺组合 化石产自东营组三段上部碳质泥岩、灰色泥岩与砂岩互层段。仅见于西部凹陷南部马圈子、双台子、鸳鸯沟、清水、海外河等地。以兴隆台田螺及单列瘤天津螺大量出现，在个体数量上占优势的重要成员。有：*Liratina maquanziensis* sp. nov. 马圈子旋脊螺、*Tulotomoides liaoheensis* sp. nov. 辽河似瘤田螺、*Stenothyra crassitesta* 厚壳狭口螺、*Emmericia oxycera* sp. nov. 尖锐埃默氏螺、*Haihenia* aff.*zhanhuaensis* 沾化海河螺（近亲种）等。

（3）*Haihenia zhanhuaensis* 沾化海河螺组合 分布广数量多的标志化石有：*Valvata* （*Atropidina*） *pileiformis* 帽形上旋螺、*Tianjinospira distichophyma* 双列瘤天津螺、*Stenothyra humeralis* 显肩狭口螺、*S.* （*Praviumbonia*） *liaoheensis* 辽河扭顶螺、*S.* （*Basilirata*） *primocostata* 早脊底脊螺、*Caviumboniapyrguloides* 塔螺型凹型螺、*Micromelania daiwaensis* sp. nov. 大洼微黑螺、沾化海河螺、*H.tricarinata* 三脊瘤海河螺、*Nodilirata truncatellata* 平顶瘤脊螺、*Hebeispira hebeiensis* 河北河北螺、*H.glypta* sp.

nov 雕饰河北螺等。本组合普遍分布于西部凹陷兴隆台以南及东部凹陷欧里坨子以南广大地区东营组二段“成对砂岩”之下的灰色，灰绿色泥岩夹砂岩中。

藻类化石为 *Dictyotidium-Rugasphaera* 网面球藻属—皱面球藻属组合，分两个亚组合，即 *Prominangularia* 角凸藻属亚组合，分布于东营组三段；*Baltisphaeridium laxispinosum* 疏刺球藻亚组合，分布于东营组二段。

五、地层接触关系

下辽河坳陷自第三纪以来，存在4个沉积间断，发生过4期火山活动。

1.下第三系房身泡组与前第三系的关系

早第三纪古新世，受构造运动的影响，火山活动强烈，岩浆沿北东向基底断裂大规模溢出，堆积了巨厚的玄武岩，覆盖在不同地层之上。在无玄武岩分布的地区，沉积了暗紫红色泥岩，也覆盖在不同的老地层之上。如胜利塘至兴隆台潜山一线以南地区，形成第三系底界与前第三系之间的不整合关系。

2.沙河街组四段与房身泡组的关系

始新世早期，该区处于上升状态，孔店组及沙河街组四段中下部全区缺失。到始新世晚期才缓慢下降，大民屯凹陷和西部凹陷沉积了沙河街组四段上部地层，东部凹陷仍无沉积，沉积中心在大民屯凹陷的静安堡和西部凹陷牛心坨地区，沉积了巨厚的湖相泥岩。仅曙光至高升之间有两薄层玄武岩分布，形成沙河街组与房身泡组之间的不整合关系。

沙河街组三段沉积时期盆地深陷，沙河街组三段与四段之间，生物化石并无间断，是连续沉积过程。沙河街组三段沉积晚期，火山活动强烈，坳陷回返上升，各凹陷的斜坡边缘地区，沙河街组三段上部或中上部遭受剥蚀而缺失。例如高升、曙光地区，齐家、欢喜岭、西八千的高台阶，东部凹陷董家岗超覆带，青龙台、茨榆坨等地区缺失地层已被古生物资料所证实。高升、曙光地区沙河街组三段顶部有10～30米暗棕红色泥岩含脊刺华北介。曹台地区缺失沙河街组三段。另外大民屯凹陷，东部凹陷大部和西部凹陷西斜坡的高部位及高升、牛心坨地区沙河街组二段缺失，沉积间断明显，形成沙河街组三段与二段的假整合或微角度不整合关系，局部地区沙河街组一段直接覆盖在沙河街组三段之上。

沙河街组一段沉积时期，该区进入新的深陷阶段，火山活动规模不大，仅黄金带、牛居、茨榆坨和西八千地区有玄武岩分布，沙河街组一段与二段之间为连续关系。

3.东营组与沙河街组的关系

沙河街组一段沉积末期，局部地区缺失一段上部沉积，除牛心坨地区一段全部缺失外，大民屯凹陷和东部凹陷热河台以北等地区缺失沙河街组一段上部。东营组沉积时期，湖盆收缩，沉积中心南移，形成典型的退覆式沉积并伴随强烈的火山活动。东部凹陷南部分布了多层巨厚的玄武岩，牛居及大民屯凹陷北部地区亦见薄层玄武岩。仅双南及鸳鸯沟地区仍保持湖相沉积，与沙河街组一段为连续关系，坳陷北部具有下剥上超的特点。形成东营组与沙河街组之间为连续整合至局部假整合关系。

4.上第三系与下第三系东营组的关系

东营组晚期坳陷抬升，东营组上部普遍遭受剥蚀，断陷阶段结束。进入新第三纪坳陷阶段。该区与渤海沿岸诸盆地进入坳陷的发展时期前，曾经历一次准平原化过程，在此基础上沉积了上第三系，形成上、下第三系之间的整合关系。

第三节　新生代地层对比与划分

一、房身泡组（$E_{1-2}f$）

指原沙河街组四段下部（可疑沙四段）的巨厚玄武岩和暗紫红色泥岩两个岩性段。三个凹陷均有分布，范围较大，为呈块状高电阻特征的大段玄武岩，岩性及岩石化学成分相似，地质年龄值相近，层位相同，并在龙1、房1井及海1孔见较丰富的孢粉化石（褶皱桦粉、拟桦粉、异常桤木粉），与下伏前第三纪不同地层呈不整合接触关系。与邻区抚顺盆地的老虎台组，沈北凹陷的木疏屯组均可对比，只是剖面的完整性和厚度有差别。

第三系的底界划在大段玄武岩层的底或暗紫红色泥岩段的底界（无玄武岩分布地区），即划在与前第三纪不同地层接触的不整合界面上，分以下4种类型：

①大段玄武岩与下伏太古界花岗片麻岩，混合岩潜山面接触。如兴隆台、茨榆坨、前当堡，曹台潜山属此类。

②大段玄武岩与中上元古界的板岩，石英岩、白云岩、石灰岩等不同地层接触。如曙光潜山、静安堡北潜山、曙古32潜山。

③大段玄武岩与中生界不同层位接触（孙家湾组暗紫红色砂砾岩，阜新—沙海组或九佛堂组灰黑色泥岩及下部砂砾岩夹煤层，义县组中酸性火山岩、火山角砾岩、花岗角砾岩）。如西部凹陷西斜坡，东部凹陷的三界泡、青龙台、房身泡，中央凸起的大洼、小洼，东部凸起带及大民屯凹陷安92以北等局部地区均属此类。

④暗紫红色泥岩段与下伏不同地层接触面为界（与太古界混合花岗岩潜山面；中上元古界变余石英岩潜山面；中生界不同岩层接触面接触），如曙一区及以南的齐家铺、欢喜岭、西八千、鸳鸯沟及牛心坨等地区。

二、沙河街组（$E_{2-3}s$）

1.沙河街组四段上部（E_2S_4上）

三个凹陷沉积上的差异明显，全区缺失早始新世的孔店组和沙河街组四段中、下部地层，在房身泡组之上超覆沉积了该段地层。西部凹陷可分下部翠绿色泥岩夹薄层玄武岩段；中部高升油层段；上部杜家台油层段。大民屯凹陷缺失其下部，仅有油页岩发育段和巨厚泥岩段，分别与西部凹陷的该段中、上部相当。东部凹陷该段地层全部缺失。

沙河街组四段与下伏的房身泡组大段玄武岩或暗紫红色泥岩之间为不整合关系，其不整合面为沙河街组四段底界。这里有三个问题需要说明：

(1) 西部凹陷绿色泥岩夹薄层玄武岩段从“可疑沙四段”（即房身泡组）划归沙河街组四段上部的问题　1983年以前，沙河街组四段上部与“可疑沙四段”的划分以玄武岩顶面为界，把绿色泥岩夹薄层玄武岩段也划归“可疑沙四段”。自钻探杜家台潜山以来，相继在杜古1、齐古6、双16、曙51等井中发现该层段较丰富的孢粉化石，与沙河街四段上部同属一个孢粉组合，即杉粉属、麻黄粉属、薄极忍冬粉组合。根据主要属种在纵向上的含量变化和一些特征分子的出现与绝灭，自下而上分两个高含量带，分布于绿色泥岩夹薄层玄武岩段和高升油层段。以杉粉属大量出现占15%～18%，榆粉属、脊榆粉属含量高达18%～30%，种类繁多，三孔朴粉、小朴粉、三皱痕拟榛粉（比）、粒纹褶皱粉、褶皱桦粉、霸县三唇孔粉等三孔类型特征花粉经常可见，但数量不多为特征。二是松科、无口器粉属高含量带。分布于杜家台油层段，以松科花粉占绝对优势，含量占20%～40%，最高达93.5%，杉粉属含

量低占2%～5%，无口器粉属高含量占3%～6%，最高达17.8%，栎粉属含量很高，占30%～60%最高达82.9%，榆粉属、脊榆粉属相对较少，未见三孔类型花粉为特征。因此，以褶皱桦粉、拟桦粉低含量区别于房身泡组；松科含量低，杉粉属、麻黄粉属、榆粉属、三孔朴粉高含量，未见三孔类型花粉和介形类化石区别于杜家台油层段；孢粉组合相似但未见介形类化石区别于高升油层段。根据孢粉组合与高升油层段相似的特点，1984年统一划分地层时正式把绿色泥岩夹薄层玄武岩段划归沙河街组四段上部。

(2) 对大民屯凹陷沙河街组四段的认识问题　由于认识截然不同未能统一，出现"小尾巴"划归沙河街组四段，"大尾巴"划归沙河街组三段；"大、小尾巴"统统划归沙河街组四段；甚至认为无沙河街组四段，只存在比渤海沿岸地区沙河街组四段和西部凹陷沙河街组四段上部还要老的地层。底界划分混乱，以未见南星介化石和沈41井偶见鹰粉为依据，否定大民屯凹陷存在沙河街组四段的可能，认为静安堡地区的大段褐灰，深灰色泥岩及下部油页岩段和西部凹陷沙河街组四段上部不相当，层位要老。"尾巴段"及下部地层的归属尚需进一步证明。相反的意见认为大民屯凹陷存在与西部凹陷相当的沙河街组四段上部。主要依据是有大段玄武岩托底，有相当于西部凹陷沙河街组四段上部的下特殊岩性段对比标志层，地层层序相同，岩性电性特征相似，虽然未见南星介化石，但在沈2井2440米以下的油页岩段见到光滑南星介组合的常见分子，如坡形玻璃介、美星介、沼泽拟星介；沈41井见到杉粉属、麻黄粉属连续高含量带；蒲河811孔见丰富的中国中华扁卷螺。认为大民屯凹陷存在与西部凹陷沙河街组四段上部相当的地层。1982年大民屯凹陷统层时暂定为沙河街组四段上部可疑段。

(3) 大民屯凹陷沙河街组四段上部与三段的划分问题　1983年以来大民屯凹陷做了扎实的古生物工作，首先在沈119井岩芯井段发现丰富的柳桥土星介化石，在胜20、安2、安21等井的油页岩段见数量较多的南星介组合的常见分子柳桥土星介、坡形玻璃介、后长金星介、美丽金星介、沼泽拟星介、美星介、拟星介等化石，与西部凹陷沙河街组四段上部高升油层段的化石面貌基本相同。静安堡泥岩段经岩芯分析定是在安62井见较丰富的杉粉属、麻黄粉属、胜20井岩屑分析结果与沈2、沈32、沈41、沈87井的分析结果一致，均获得数量较多而连续出现的杉粉属、麻黄粉属化石，和西部凹陷沙河街组四段上部杜家台油层段的孢粉组合大同小异。因此，1984年全坳陷统层时把大民屯凹陷的沙河街组四段上部可疑段统一改划为沙河街组四段上部，"大小尾巴段"统统划归沙河街组三段。根据沈110井2011.8米岩芯中见华北介、单刺华北介，前7、沈8井见阶状似瘤田螺，前8、岗4、沈7、沈16等井在大段泥岩之下的砂砾岩段的泥岩夹层中见较多的粗粒面球藻、粒面渤海藻。与静安堡地区褐灰、深灰色泥岩段之上的砂砾岩夹灰黑色泥岩段中所含的粒面渤海藻、粗粒面球藻完全可以对比。因此，大民屯凹陷西部的泥岩段和静安堡地区的泥岩段层位不相当。"大小尾巴段"统统划归沙河街组三段已经在1985年的专题研究和静17井的岩芯孢粉资料得到证实。

2.沙河街组三段（E_3s_3）

沙河街组三段沉积早中期三个凹陷的剖面类型相似，沉积了巨厚的暗色泥岩段。凹陷边缘多数以砂砾岩为底，沙河街组三段后期各凹陷沉积差异大。化石丰富，属种繁多，含中国华北介、渤海藻属、坨庄旋脊螺组合，有底部油页岩和上部碳质泥岩集中段标志层控制，有粗细粗的沉积旋回特征和浊积砂砾岩发育等特点来确定沙河街组三段。一般以莲花砂砾岩体的底界作为三个凹陷沙河街组三段的底界，相当西部凹陷南星介灭绝的界线。大民屯凹陷前

当堡地区以沈119井3050米和沈110井2310米砂砾岩的底为界；静安堡地区以褐灰、深灰色泥岩段的顶为界；在西部凹陷砂岩不发育的泥岩区往往以上特殊岩性段的顶界来划分或以沙河街三段底部油页岩标志层的底界来划分。

3.沙河街组二段 (E_3s_2)

沙河街组二段指沙河街组一、二段沉积旋回的下部粗碎屑段。以其本身的岩性、电性特征，含椭园拱星介、粗状拟黑螺、雕纹拟黑螺、锦县微黑螺，杉粉属、麻黄粉属含量高而区别于沙河街组三段。与沙河街组三段有明显的沉积间断，呈假整合或微角度不整合接触，地震剖面上界面反射特征清晰，有沙河街组三段、和一段两个沉积时期数量丰富属种繁多的生物群互为依托，作为划分沙河街组二段的依据。底界划分以沙河街组三段与二段之间的不整合面为界。即兴隆台油层的底界，相当于中国华北介灭绝的界线和极管藻属、沟裸藻属化石层的顶界。或沙河街组三段炭质泥岩集中段的顶界；沙河街组三段以暗紫红色泥岩与砂岩互层段的顶界来划分。在欢、双、兴、马、清水、鸳鸯沟和热河台、于楼、黄金带等地区适用。在东部凹陷青龙台以北地区，西部凹陷高升以北及西八千地区，大民屯凹陷的东部地区，沙河街组三段的顶界往往以暗紫红色泥岩与砂岩互层段的顶界来划分，这些地区大部分缺失沙河街组二段。

在这里有待说明的是，1981年东部凹陷统层时把炭质泥岩集中段由沙河街组二段下部划归三段后，大民屯凹陷西部地区的炭质泥岩集中段也应划归沙河街组三段，这已被化石资料证实。这样西部凹陷原划归沙河街组二段下部的含极管属、沟裸藻属的所谓尾巴段，台安地区含较多炭质泥岩夹层的砂泥岩互层段也应划归三段。牛居地区沙河街组二段底界原划分在沙河街组一段下部高感应泥岩标志层之下第三砂岩组的底界，今上提到第二砂岩组的底界为准。大民屯凹陷原划出的沙河街二段，经三个凹陷统层后又经1985年重新论证，并在安12井1320米见单刺华北介，沈130、新沈60井在原沙河街组二段见到三段的藻类化石，认为大民屯凹陷缺失沙河街组二段。

4.沙河街组一段 (E_3s_1)

沙河街组一段沉积时期湖盆范围扩大，三个凹陷水域连成一体，生物化石面貌一致，剖面特征相似，标志层发育，为沙河街组一段划分与对比提供了可靠依据。沙河街组一、二段为连续沉积，底界划分可归纳为四种类型。

①在有沙河街组二段分布的地区以沙河街组一段下部钙质页岩标志层的底界来划分，相当椭园拱星介灭绝的界线。牛居地区则为沙河街组一段下部高感应低电阻泥岩的底为界或第二砂砾岩组的顶为界，相当T_4地震反射界面。

②沙河街组一段层状砂岩与三段连续泥岩段的接触面为界。由于西部凹陷西斜坡大部分地区缺失沙河街组二段，沙河街组三段上部又遭受剥蚀，使沙河街组一段超覆沉积在沙河街组三段巨厚泥岩段之上，形成沙河街组一段层状砂岩与沙河街组三段连续泥岩段接触，在分界处自然电位曲线发生突变，即向正值方向偏移。曙光、欢喜岭、高升鼻状隆起的翼部，东部凹陷局部地区，中央凸起南部倾没带的局部地区均属此类。

③沙河街组一段层状砂岩与沙河街三段块状砂砾岩接触面为界。曙光油田的核部即曙光三、四区，齐北、锦16井区，茨榆坨北等地区，沙河街组三段块状砂砾岩发育，与沙河街组一段层状砂岩界线分明，界面定在块状砂砾岩顶部。

④沙河街组一段层状砂岩与沙河街组三段层状砂岩或炭质泥岩集中段接触。如西八千的锦45井区、台安地区、东部凹陷大部地区和大民屯凹陷。这些地区标志层不清，相对稳定

的泥岩标志客观存在。如相当于沙河街组一段上、下钙质页岩之间的泥岩段标志十分稳定，三个凹陷都能识别。在此泥岩段之下的"漏斗"或"三漏斗"型高感应低电阻曲线特征标志之下第一个砂岩组的底界来划分。

三、东营组（E_3d）

组内段的划分尚未统一，有待今后解决，现分三段。东营组最典型的剖面在西部凹陷南端的鸳鸯沟、双南地区、剖面具反旋回沉积特征。马圈子、清水、双台子，东部凹陷的牛居、大平房、荣兴屯至牛居至驾掌寺断阶带，虽无大段泥岩，但剖面完整，层位较全。以地层的旋回性强，退覆式沉积特征，富含特有的生物化石组合作为东营组划分的主要依据。受构造变动的影响，坳陷北部抬升，南部沉降，水域范围明显收缩，使各凹陷的边缘和坳陷北部地区的剖面类型具有退覆沉积特点。沙河街组一段上部在局部地区遭受不同程度的剥蚀，而东营组向上超覆的沉积现象十分明显。东、西两凹陷的化石组合完全一致，底界划分一般以灰绿色泥岩与砂岩互层段的底来划分；在沙河街组一段中部油页岩标志层稳定分布地区，以标志层之上第一个砂岩组的底界来确定；东部凹陷南部，西部凹陷马圈子地区以砂泥岩互层夹炭质泥岩的底界来划分；牛居及大民屯凹陷因化石稀少，以沙河街组一段顶部化石层之上第一砂岩组的顶界来划分。

四、上第三系馆陶组（Ng）

受喜马拉雅运动的影响，下第三系东营组顶部地层普遍遭受剥蚀，盆地演化由断陷进入坳陷阶段。上第三系馆陶组为一套充填式的厚层、块状砂砾岩、砾岩，沉积间断明显，与下伏地层产状不同，形成 T_2 地震反射界面特别清楚，上下第三系之间的不整合面十分明显，底砾岩分布稳定，以块状砂砾岩的底界来划分。

五、上第三系明化镇组（Nm）

分两个岩性段，下段为灰绿、黄绿、杂色泥岩与砂岩互层，上段为灰白色厚层，块状砂砾岩段。底界以层状砂岩与馆陶组块状砂砾岩接触，以馆陶组块状砂砾岩的顶面为界。

六、第四系平原组（Qp）

与上第三系明化镇组之间的界线划在明化镇组顶部块状、厚层砂砾岩的顶面或平原组底部褐黄色砂砾层的底界。

第四节 第三系研究简况

下辽河坳陷及周围中新生代盆地的地层研究工作经历了从盆地边缘向中央推进和从浅层到深层全面展开的过程，可划分成三个阶段。

一、区域地质调查及预探阶段

自 1961～1971 年，受当时经济技术条件限制，只钻探了一些浅孔，揭露的地层不全，分布范围不清，地层研究工作较粗，认识粗浅。

1.地质调查及浅孔钻探时期

1962 年，地质部第一普查大队辽河区队根据浅孔资料，在"下辽河平原及其周围中新生代地层"的工作报告中，初步总结、分述了地层的发育及分布情况，按岩性划分了层段，初步建立了岩性层序和层界间的接触关系。

2.中探井预探时期

1964～1966 年底，地质部第一普查大队在下辽河坳陷钻了 13 口中探井，除辽 8 井在西

部凹陷外，其余多集中在东部凹陷南部，辽9井在牛居构造上，揭露了3533米新生代地层。根据13口井的岩性及古生物纵向上的分布情况，自上而下初步划分成上第三系辽中群，下第三系下辽河群，并进一步划分成田庄台组、沙岭组、热河台组，其中田庄台组分为4段，沙岭组分为5段，热河台组分为3段，初步建立了下辽河坳陷的地层层序。但是在地层组段划分与古生物对比中意见不一，一些问题有待进一步解决。例如第四系底界及上第三系底界的划分问题；热河台与欧里坨子地区的田庄台组段的划分与对比问题；热河台组段的划分与对比问题；黄金带以北田庄台组三、四段，沙岭组一段与黄金带以南地区沙岭组段的划分和古生物资料矛盾；火山活动及火山岩分布规律，接触关系等问题都需要进一步研究解决。

3.石油勘探区域展开时期

1967年3月，石油部大庆673厂接替下辽河坳陷勘探工作至1970年3月国务院批准下辽河石油会战,地层研究工作进展不大,基本沿用了地质部第一普查大队的地层划分方案[❶]，工作重点放在单井实际资料上，点、线、面的工作密切结合，根据地震详查和新完成的11口井的资料，适当调整了组、段的划分界线。对东部凹陷欧里坨子以南地区的下第三系组、段地层特征作了补充说明，组、段界线划分作了局部性调整，沙岭组由5段改为3段。由于生物群纵向上的组合特点与平面上的变化规律把握不准，当时地层划分的结果只考虑沉积的变化与生物群的变化，而忽视了生物群的时代意义。相反如果生物群的变化特点具有地质时代意义，则当时地层的划分结果与生物群的变化矛盾太大。因此深入研究详细划分生物群在纵向上的组合和平面上的变化规律就成为地层古生物工作的重要课题。

1970年1月，召开了地层研讨会，确定了地层划分的初步方案，认为辽中群、下辽河群及下第三系田庄台组、沙岭组、热河台组的建立是可取的。由于组与组之间和段与段之间的划分界线未能统一，依据不充分，对比标志不清而造成分层混乱。但对下第三系划归一个大的沉积旋回并进一步划分为三个次级沉积旋回的认识是一致的。

二、渤海沿岸地区地层统一划分阶段

渤海及沿岸地区沉积了巨厚的新生代地层。济阳、黄骅、冀中、下辽河各探区地层建组不同，划分与对比不统一，各门类古生物化石命名不一致，油层组划分与命名标准不统一，对渤海湾油区诸盆地开展地质综合研究造成困难。因此，1971年石油部提出要求，必须对渤海湾地区进行地层的统一划分与对比。

1971年12月至1972年2月，石油部石油勘探开发研究院受石油部委托召集胜利、大港、下辽河的有关人员在北京召开第一次统层工作会议，对产自下第三系的介形类、腹足类、孢粉、藻类及轮藻等5个门类的模式标本进行初步的观察与对比，统一认识和确定命名标准，初步统一了三大探区共有的化石属种。根据生物系统演化过程的阶段性、组合特征、主要标志化石，结合岩性特点把下第三系可对比的化石分成三大组合。

根据第一化石组合，济阳、黄骅确定的东营组与下辽河的田庄台组的层位相当；根据第二化石组合，济阳的沙河街组一段，黄骅的沙河街组中段与下辽河的沙岭组一段的层位相同；根据第三化石组合，济阳的沙河街组二段下部及三段，黄骅的沙河街组下与下辽河的热河台组的层位相当。另外，在济阳坳陷东营凹陷的南斜坡，建立了沙河街组四段的南星介化石带。由于各门类化石特别丰富，并有明显的同一性，为地层的统一划分与对比提供了重要

❶地质部第一普查勘探大队，1967，下辽河坳陷地层划分及其对比。

依据。渤海湾地区有广泛分布的三个区域性标志层——馆陶组块状砂砾岩；沙河街组一段油页岩、白云岩、生物灰岩等特殊岩性段；沙河街组三段下部油页岩，可作为大区统一对比与划分的基础。建议编制渤海沿岸地区统一的第三纪各门类的化石图板，建立各坳陷系统的古生物地层剖面；开展各组、段地层时代及古生态研究；对争议大的层段应系统取样研究解决。初步提出两个统层方案，并建议各油田使用第一方案。

1972 年 8 月，根据第一统层方案，编写了"下辽河油田地层划分说明"一文。统层结果统一了部分化石定名，初步探讨生物群在纵向上的组合特点，更改了地层的组段名称，虽然大区域内组的生物群对比基本可靠，但组的界线划分标准不统一，很难确定。沙河街组划分过大，造成段的划分与对比的困难和段内再分段及时代跨越两个世的不正常情况。

1973 年 3 月，为配合渤海湾地区地层及岩相古地理研究，充分利用岩芯资料，结合界 1、兴 3、兴 19 井的实际资料，完善地层划分工作，编写了"下辽河盆地第三纪地层及研究"。在系统观察描述岩芯和古生物取样分析的基础上，丰富了古生物资料，并首次在西部凹陷兴隆台地区找到了椭圆拱星介化石，说明下辽河坳陷存在沙河街组二段上部地层。把下第三系下辽河群再分成三个次级沉积旋回，分别与热河台组、沙岭组、田庄台组古生物组合相对应。肯定了对第三系作统一划分是完全可能的。两次北京统层工作基本解决了渤海湾诸盆地以组为单元的对比问题。

1974 年，与中国科学院南京地质古生物研究所合作，统一了 5 个门类的化石命名，划分了化石组合，编辑了渤海沿岸地区早第三纪介形类、腹足类、孢粉、藻类、轮藻的化石图版，待审核出版。统一了大民屯凹陷的探井分层，为渤海沿岸地区第三次统层作好准备，完善了下辽河坳陷的地层统层报告。

1975 年 3 月，在大港油田召开渤海沿岸地区第三次统层会议，中国科学院南京地质古生物研究所、地质、石油院校的专家、学者和各油田的地质古生物有关人员出席了会议，通过了渤海沿岸地区下第三系统一划分方案，对下第三系内部 5 条地质界线的划分认识基本一致，对有争议的问题提请各单位作深入细致的研究和补充，在条件成熟时再统一解决。

同年，西部凹陷西斜坡杜 7 井发现 5 套油层，杜 4 井在沙河街组三段下部获得工业性油流。随后集中力量进行整体解剖西斜坡的勘探，截至 1978 年底，先后组建 6 个地质小分队深入现场，建立可靠的地层古生物单井剖面，积累了大量的地层古生物资料。1978 年编写了"西部凹陷南部欢双地区早第三纪地层划分意见"，并初步建立了前第三系的地层层序；完善了东营组、沙河街组各段的岩性及古生物组合；确定了沙河街组 9 个地层对比标志层及分布范围；划分了组、段界线；并在沙河街组三段内详细划分了油层组。首次在西部凹陷西斜坡地区发现了光滑南星介化石带的常见分子光滑南星介、后翘南星介、柳桥土星介等化石，说明沙河街组四段在下辽河坳陷客观存在。

三、执行大港统层会议方案分凹陷统层阶段

1.西部凹陷统层

1979～1980 年，按大港统层方案开展了西部凹陷的地层统层工作，编写了"辽河断陷盆地西部凹陷地层划分与对比"和"辽河断陷西部凹陷第三系区域地层统一划分意见"，地层研究工作取得明显进展。

①初步建立了西部凹陷前第三系层序。根据钻孔资料，按辽西方案初步把凹陷内钻遇的前第三系地层划分为前震旦系，震旦亚界、侏罗系建昌组、九佛堂组、阜新组、白垩系孙家湾组。

②建立完整的新生代地层层序，统一划分与对比了西部凹陷全部探井剖面。

按大港统层方案统一划分西部凹陷的地层，把原沙河街组四段划归沙河街四段下部或称“可疑四段”。这是一个地层对比十分复杂、层序关系和层位不清，有待加强研究解决的问题。

③首次把原沙河街组三段下部相当杜家台油层和高升油层段划归沙河街组四段上部。

④首次把兴、马、欢、双地区的沙河街组一段下部含椭园拱星介的砂岩段划归沙河街组二段上部，把原沙河街组二段即东部凹陷、大民屯凹陷和西部凹陷台安地区的炭质泥岩集中段划归沙河街组二段下部。

完善了各组、段地层界线的划分。

⑤确定了三个区域性地层对比标准层，6 个辅助标志层和 5 个岩性标志段，确定了下第三系与前第三系之间，上第三系与下第三系之间为不整合关系；沙河街组四段上部与四段下部之间，沙河街组三段与二段之间为平行不整合关系。

2.东部凹陷统层

1981 年，完成东部凹陷统层工作，编写了“辽河断陷东部凹陷第三纪地层划分与对比”研究报告，主要成果有：

①把广泛分布于油燕沟、三界泡、青龙台、茨榆坨、大洼、董家岗等地区下第三系底部大段玄武岩的底界确定为下第三系的底界，并与老地层呈不整合关系。在龙 1、房 1 井和海 1 孔的玄武岩段内的泥岩夹层中经孢粉分析获得较丰富的化石，与抚顺盆地的玄武岩段相当，暂定为孔店组。

②确定东部凹陷欧里坨子以北地区缺失沙河街组四段上部。

③精选单井剖面做过细的古生物工作，解决了炭质泥岩集中段的层位问题。从黄 45、热 32、于 32、黄 105 井的炭质泥岩集中段见到较丰富的枢管藻、粒皱锥藻和少量的华北介属、惠东华北介、中国华北介等化石，其层位应属沙河街组三段上部。

④首次在热河台、于楼东部断层下降盘的热 32、于 32 井发现椭园拱星介标准化石，解决了东、西部凹陷沙河街组二段划分与对比的难题，证明了东、西部凹陷沙河街组二段上部完全可以对比，纠正了过去的错误认识，但牛居地区的沙河街组二段尚无化石依据。

⑤统一划分了东部凹陷下第三系各组段的界线，确定了 4 个不整合界面和 4 期较大的火山活动期。

⑥初步探讨了火山岩的岩石化学性质，时空分布规律，火山活动与构造运动的关系。

3.大民屯凹陷统层

1982 年，大民屯凹陷第三系统一划分后，编写了“下辽河断陷盆地大民屯凹陷地层的统一对比与划分”一文，着重解决存在的几个地层问题：大民屯凹陷是否存在沙河街组二段?前当堡地区的沙河街组三段泥岩与静安堡地区的大段泥岩层位是否相当?前当堡地区大段泥岩之下的砂岩组的层位归属及沙河街组三段底界的确定?静安堡地区下部泥岩段的层位归属及沙河街组三段底界的划分?

①根据前当堡、腰岗子、静安堡地区的钻探结果，在下第三系底部见一套暗紫红、紫灰、灰绿色泥岩，灰黑、灰绿色玄武岩。从层位关系、岩性特征，与下部地层的接触关系，认为该层段与东、西部凹陷的沙河街组四段下部玄武岩段相当。

②把静安堡地区下部泥岩段与前当堡地区大段泥岩之下的砂砾岩段确定为沙河街组四段上部可疑段，以区别于西部凹陷的沙河街组四段上部。

③否定了原沙河街组二段的划分方案，把原沙河街组二段按东部凹陷的标准划归沙河街组三段。

④这次划出的沙河街组二段相当于渤海湾统层方案中的沙河街组二段上部，但无化石依据。

⑤取消了沙河街组一段上部，局部调整了东营组的顶底界线。

⑥统层后的认识：沙河街组四段下部玄武岩段与抚顺煤田的老虎台组，沈北煤田的木梳屯组，东部凹陷的孔店组，西部凹陷的"可疑沙四玄武岩段"相当，时代应属古新世。静安堡地区大部泥岩段和前当堡地区大段泥岩之下的砂岩段与抚顺煤田西露天组，沈北煤田杨连屯组相当，时代应属始新世，与西部凹陷沙河街组四段上部完全不同。另一种相反的认识，认为静安堡地区大段泥岩及下部油页岩与西部凹陷沙河街组四段上部相当，前当堡地区大段泥岩之下的砂岩组大部属于沙河街组三段，仅部分划归沙河街组四段上部。

4.统一划分下辽河坳陷第三系

1983～1984 年，在分凹陷统层的基础上对仍未解决的 7 个疑难问题：三个凹陷均有分布的沙河街组四段下部玄武岩段的划分与时代归属；西部凹陷绿色泥岩段夹薄层玄武岩的时代归属；大民屯凹陷沙河街组四段上部可疑段与西部凹陷沙河街组四段上部的划分依据与对比；大凌河两岸、牛居地区和大民屯凹陷沙河街组二段的划分依据及对比问题；西部凹陷西斜坡东营组底界的确定问题；东部凹陷青龙台以北和大民屯凹陷上第三系的划分与对比；曙一区至大有地区暗紫红色泥岩段的层位问题等都有待深入研究逐一解决。为解决这些疑难问题，两年来狠抓了岩芯井的分析化验工作，除补充 68 口井古生物工作外，还作了 61 口井的火山岩岩石化学分析，微量元素分析，薄片鉴定和同位素年龄测定工作，消化了历年的古生物资料，为统层打下了良好的基础。针对难题设专题研究，开展了"辽河断陷盆地下第三系可疑沙四玄武岩段地层划分和对比"，"辽河断陷盆地沙四段对比与划分再研究"，"西部凹陷南区沙三段藻类化石分层研究"，"西部凹陷沙河街组三、四段的分界及其螺类组合"，"西部凹陷沙四段孢粉组合特征及沙三与沙四段界线的划分"等专题研究，为统层工作做出了贡献。经充分讨论最后确定全坳陷统层方案，详见表 1-3-11。工作取得以下成果：

①完善了下辽河坳陷第三系层序，完成了地层统一划分工作，取消原沙河街组四段下部(可疑沙四段）建立了房身泡组。

②充实完善了 5 个门类的化石组合，锦 87、锦 88 井发现半园坨庄介；热 32、于 32 井相继发现椭园拱星介；沈 119、安 2、胜 20 井存在柳桥土星介、后长金星介、美丽金星介、坡形玻璃介，811 孔见中国中华扁卷螺等沙河街组四段上部的常见化石和沙河街组三段中、下部的平滑具角藻、粒面渤海藻；西部凹陷藻类细分层，高升前壮螺亚组合和中国中华扁卷螺组合的充实完善；沙河街组四段孢粉组合的研究，为全坳陷统层提供了有力依据。

③统一划分了第三系的 7 条主要地层界线。

④把下辽河坳陷第三系划分三个一级沉积旋回，6 个次级沉积旋回，6 期构造运动和 6 期火山活动，论证了 4 个不整合界面。

⑤解决了本区长期未搞清的几个地层问题。即原沙河街组四段下部的划分、对比与时代归属；沙河街组四段上部的划分、对比与归属；沙河街组二段的对比、划分问题；兴隆台地区原沙河街组二段尾部，东部凹陷和大民屯凹陷原沙河街组二段的炭质泥岩集中段，台安地区炭质泥岩发育段的对比与层位问题。

⑥充实完善了西部凹陷沙河街组三段油层组划分的古生物依据，满足了油田开发工作的

需要。

⑦沈 110 井单刺华北介发现后，前当堡地区大段泥岩之下砂岩组从原沙河街组四段上部可疑段改划为沙河街组三段，并调整了三段的底界。

⑧原沙河街组四段下部玄武岩的化学成分分析结果属碱性玄武岩，三个凹陷均可对比，同位素年龄相近。

⑨统一了全坳陷历年探井分层数据，为地质综合研究工作奠定了基础。

⑩全坳陷统层后，1985 年又从大量的岩芯资料入手，进一步总结了西部凹陷沙河街组四段上部的孢粉组合特征，提出了沙河街组三段与四段的划分意见，时代应属始新世。大民屯凹陷沙河街组三段下部尾巴段经岩芯孢粉分析结果表明划归沙河街组三段是正确的。

⑪1988 年开展了辽南地区东营组的细分层研究，建立了辛镇华花介，指纹瓜星介，腹刺东营介、单峰华花介、双刺东营介、蜂孔东营介，背瘤东营介等 7 个介形类化石带。与国家地震局地质研究所合作，测定了本区火山岩的地质年代，比较系统地建立了早第三纪火山岩地质年代剖面，填补了我国东部早第三纪火山岩年代剖面的空白，修正了下辽河坳陷下第三系的年代界限，初步计算了坳陷的沉积速率。并将下辽河坳陷 3 个主要凹陷的第三系进行了对比，现略示于图 1-3-2 中，以示概要。

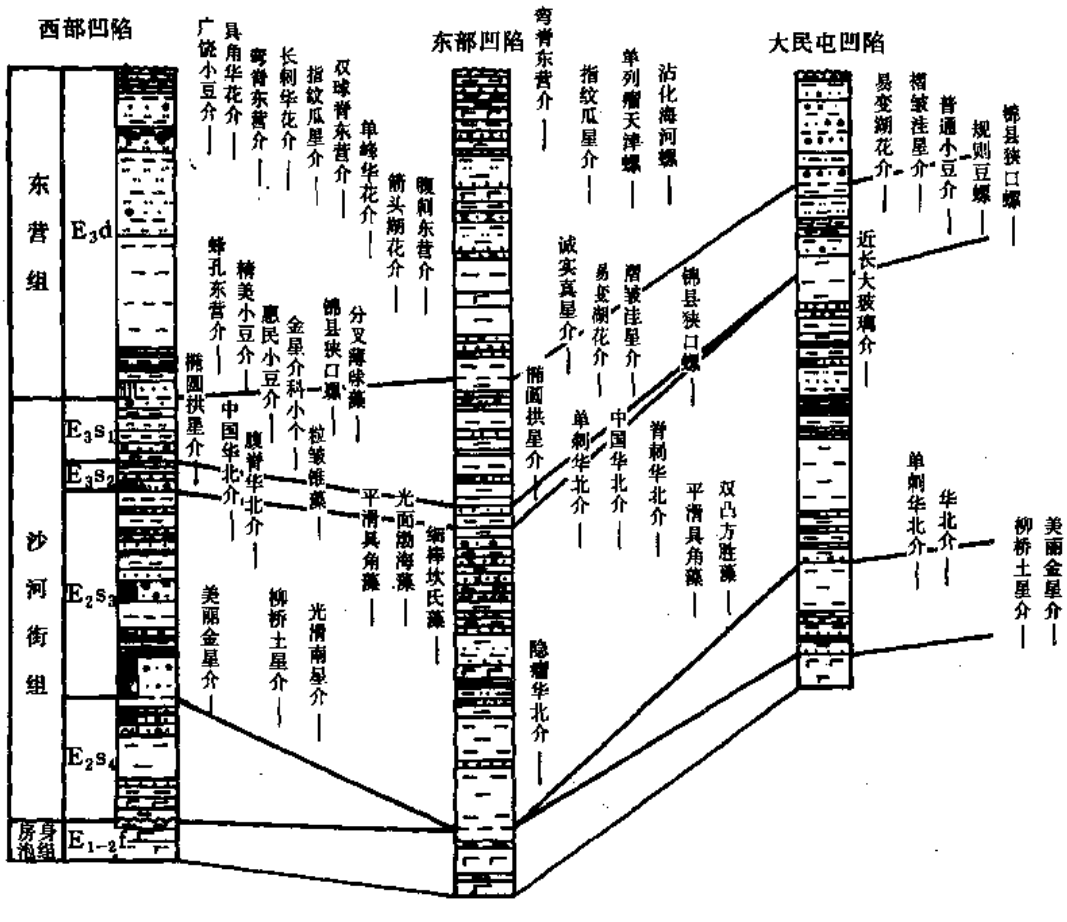


图 1-3-2 下辽河坳陷下第三系对比略图

表1-3-11　下辽河凹陷第三系划分沿革表

1964～1966年				1967～1971年			1972～1979年			1980年			1984年		
		平原组													Q_p
辽中群		上	$Nlz^{上}$				明化镇组								N_m
		中	$Nlz^{中}$												
		下	$Nlz^{下}$				馆陶组								N_g
	田庄台组	一	Et_1				东营组	一	E_3d_1				东营组	一	E_3d_1
		二	Et_2					二	E_3d_2					二	E_3d_2
		三	Et_3					三	E_3d_3					三	$E3d_3$
		四	Et_4												
下辽河群	沙岭组	一	Es_1	沙岭组	O	Es_0	沙河街组		上	沙河街组		上	沙河街组		$E_3s_1^{上}$
		二	Es_2		一	Es_1		一	中		一	中		一	$E_3s_1^{中}$
		三	Es_3		二	Es_2			下			下			$E_3s_1^{下}$
		四	Es_4								二	$E_3s_2^{上}$ $E_3s_2^{下}$		二	E_3s_2
		五	Es_5	热河台组	O	Er_0		二	E_3s_2					三	$E_{2-3}s_3^{上}$
	热河台组	一	Er_1		一	Er_1		三	$E_3s_3^{上}$		三	$E_3s_3^{上}$			$E_{2-3}s_3^{中}$
		二	Er_2		二	Er_2									
		三	Er_3		三	Er_3			$E_3s_3^{下}$			$E_3s_3^{下}$			$E_{2-3}s_3^{下}$
					四	Er_4		四			四	$E_{2-3}s_4^{上}$		四	$E_{2-3}s_4^{上}$
												$E_{2-3}s_4^{下}$?	房身泡组		$E_{1-2}f_2$
															$E_{1-2}f_1$

第四章 构　　造

第一节 研究概况

1955年至1960年，地质部物探局北方大队、航磁大队、电法四队在坳陷内完成了重力普查（1∶10万、1∶20万），煤炭管理总局完成1∶10万电法勘探。

1959年，石油工业部松辽石油勘探局、辽宁省地质局、地质部第二普查大队相继进行了地面地质普查，初步圈定了坳陷的轮廓，将坳陷划分为5个一级构造单元；确定田庄台凹陷（即东部凹陷）和盘山凹陷（即西部凹陷）为含油气有利地区。

1961年至1962年，地质部物探局在坳陷内进行了区域性地震大剖面测量。

1962年以后，地质部物探大队集中力量在凹陷区进行大面积地震测量工作。这个时期勘探力量主要集中在田庄台凹陷，对全坳陷的认识较差。仅初步查明了边界断层性质、展布及地层超覆或尖灭的方向，发现了几个三级构造。

1964年至1970年，对下辽河坳陷进行油气钻探，取得以下初步认识：坳陷区基底埋藏较深，坳陷中央隆起区自北而南逐渐倾没，将盘山凹陷、田庄台凹陷改名为西部凹陷和东部凹陷。

当时构造研究仅限于落实局部构造，划分二级构造带。共发现局部构造23个，东部凹陷17个，西部凹陷6个。这些局部构造呈北东方向成带分布。东部凹陷划分为3个构造带，即凹陷南部中央构造带、凹陷东侧"镶边"构造带、中央隆起南部倾没带。西部凹陷由于勘探程度较低，仅发现凹陷南部中央构造带即兴隆台构造带。坳陷内断裂发育，均为正断层，按走向分北东、北西两组。断裂分为四级，对各级断裂的特征作了较详细的描述。

这个时期对火山活动情况有了初步认识：东部凹陷火山活动时间长，早、晚第三纪都有活动，大致分为四个时期，第一期（热河台组沉积时期）；第二期（沙岭组沉积时期）；第三期（田庄台组沉积时期）；第四期（辽中群中下部沉积时期）。火山活动中心随层位自凹陷中部向南北两端逐渐更新。

火山岩为中基性岩类，主要有安山岩、玄武岩类及凝灰岩等。

1970年至1974年，重点勘探地区由东部凹陷转向西部凹陷，并以兴隆台为详探重点。此时期的构造研究工作，由落实局部构造形态转到全面解剖二级构造带，相继发现了兴北、兴42、马7、马19等高产区块，肯定了断层的作用。

1975年，在西部凹陷西斜坡发现了大面积的油气田，开创了下辽河坳陷油气勘探大发展的新局面。此后一段时期，除以西部凹陷为重点加强油气钻探外，集中力量进行地震连片面积详查工作，获得了大量区域性的构造资料，对下辽河坳陷的表层及基岩构造、断裂都有了比较全面和深入的认识。

1975年至1980年，主要以磁带模拟地震仪为主，获取野外地震资料，个别地区使用了数字地震仪。在详查地区结合老测线布置成1.2×1.2公里测网；在重点局部构造上布置成0.6×1.2公里测网，先后在西部凹陷和东部凹陷北部完成了多次覆盖连片普详查。东部斜坡区开始采用多次覆盖方法初查，其它地区尚未开始多次覆盖测量工作。

这个时期，通过编制东营组，沙河街组一、二段，沙河街组三段上部以及第三系底界等不同层位的构造图，结合钻井资料对下辽河坳陷的构造进行研究，着重对早第三纪的构造形态、断裂系统进行分析，认为西部凹陷整个下第三系沉积盖层结构有二个明显的构造层。沙河街组四段到沙河街三段下部主要以西倾断层与上盘东倾单斜或西倾断层与上盘牵引背斜组合成圈闭。沙河街组三段上部至东营组是另外一个构造层，由于构造运动使其东升西降，造成沉降中心由西向东转移，断裂围绕沉降中心发育并有同生断层产生。凹陷与周边的接触关系随地而易，东侧基本上受台安—大洼断层的控制与中央凸起相接触，西侧主要表现为地层的超覆与剥蚀（下超上剥）。初次提出兴隆台构造东侧有逆断层。因这时期对西部凹陷西部斜坡带工作较多，对该区有了比较多的认识。

斜坡前第三系基底由太古界、中上元古界、中生界组成，以饶阳河为界，其北由中上元古界的石英岩、石英砂岩和碳酸盐岩组成，其南为太古界的混合岩、花岗片麻岩，缺失古生界，中生界分布局限，上为巨厚的第三系盖层。下第三系具有早超晚剥的特点，早期沉积的沙河街组四段与前第三系呈超覆不整合接触，使斜坡部位的沙河街组四段上部和沙河街组三段分布最为广泛；沙河街组三段和东营组沉积晚期，斜坡西侧两次抬升，边缘露出水面，使沙河街组三段、一段和东营组遭受不同程度的剥蚀。西部斜坡带下第三系总的构造面貌是一个断裂鼻状构造带，有三个平缓的鼻状构造被三组不同时期的断裂所切割，形成许多断鼻、断阶和断块。斜坡还发育了一系列面向凹陷的同生断层，它们互相平行，成组出现，断层倾向与地层倾向一致，局部地区有反向正断层存在。

这一时期已初步查明东部凹陷的区域构造概貌，基本特征是东断西超（或剥），东侧以营口—佟二堡大断裂与东部凸起接触，西侧为一斜坡，整个凹陷大致可划分为三个大的构造带：西斜坡为结构简单的单斜；中央构造带从欧里坨子开始，经小龙湾、铁匠炉可能一直延伸到牛居、头台一带；东部是被断层复杂化了的斜坡。

当时大民屯凹陷还只有“51 型”地震仪和模拟磁带单次测量地震资料，对这些最原始的地震资料研究后认为，大民屯凹陷有 6 个二级构造带和 12 个三级构造组成，发育了北东向、北西西向和北北西向三组断裂。3 条一级断裂（大民屯、马三家子、冷子堡）是控制凹陷发育的边界断层，其中马三家子断层和 3 条二级断层为控制凹陷内二级构造带发育和发展的主干断层。凹陷内基底起伏，中间低两侧高，具有北东方向明显的分带性。荣胜堡向斜和安福屯向斜把凹陷分成东西两部分，西侧为前进断裂背斜带，东侧是两个鼻状构造带和一个断阶带，发育时期西早东晚，其发育历史有三种类型：

长期隆起型：如前进断裂背斜带南部与主断裂的关系具有“先隆后断”的特点。

早期隆起型：如静安堡断裂鼻状构造带具有“先隆起后倾斜”的特点。

晚期隆起型：如法哈牛断裂鼻状构造带与主干断裂的关系具有“先断后隆”的特点。

曙光中上元古界石灰岩潜山油藏的发现促进了对盆地基底结构、基岩性质和基底构造体系的研究，用地质力学的方法研究基底，取得了明显的成果。认为下辽河坳陷是新华夏系第二沉降带与阴山东西向复杂构造带横跨复合的产物。第三纪以来，区域构造应力场发生变化，在基底断裂新华夏系第二隆起带与第二沉降带接合部通过的郯庐断裂带的北延部位，发生了大幅度的引张性断陷，形成构造线呈东西方向展布的古老结晶变质基底，沿北东方向和东西方向的凹陷沉积了中上元古界，古生代基本上继承了中上元古代凹陷的格局。受加里东运动的影响，华北陆台整体上升，缺失上奥陶统—下石炭统沉积，古生代末期至中生代早期的海西—印支运动使前中生代地层强烈褶皱，呈北东方向展布的华夏系构造体系发育完善；

燕山运动使我国东部形成典型的新华夏系构造体系，形成呈北东—北北东方向的断褶带和含煤盆地。

第三纪盖层对中生代基底有一定的继承性，早第三纪重新活动的东西向和北东向构造带控制了凹陷更次一级构造单元的展布，同时也控制了凹陷更次一级洼陷和二级构造带的分布。凹陷内部结构主要受到北东向断裂的引张和右旋扭动作用的影响，造成坳陷内部以“多”字型构造最为普遍的基本构造型式和两个帚状构造。这些构造型式与油气关系密切，不同层段油气聚集带主要取决于不同层组古构造型式所控制的古生油洼陷、古斜坡、古断鼻和储集层等的分布。旋转构造型式对油气运移聚集最好，“多”字型构造次之。

在此时期，板块构造理论也开始引进到下辽河坳陷的构造研究工作中，一些研究工作者指出，下辽河坳陷在早第三纪是典型的大陆裂谷盆地。随后这个观点得到了更多资料的支持和发展。

1981年至1984年，构造研究有较大发展，这时期在凹陷整体勘探中，模拟磁带地震仪逐渐被先进的数字地震仪所取代，通过数字24次覆盖地震详查，获得了较好的中、深层反射的几何形态、速度、震幅、频率等地震基础信息。并在此基础上进行了水平叠加、叠偏、瞬时频率、伪声速测井等多种方法的信息处理。

以地震反射为基础，结合各凹陷统层后的分层数据，确定地震层序，分层次编制了各凹陷、地区的构造图，前中生界顶面深度预测图、潜山分布图，详细分析了各凹陷的基岩构造，断裂、盖层构造特征，对基岩结构、起伏、岩性分布规律有了进一步认识，指出基底和盖层具有明显的继承性，进一步完善了潜山带和二级构造带的划分，搞清了主要断裂的分布。从地震剖面上能清楚地看到兴隆台东侧的冷东断层是逆冲断层，并在大民屯凹陷也发现了逆断层。进一步搞清了控制凹陷的边界断层从南到北并不是简单的一条断层，而是南北分段的一束断裂。应用地震地层学方法预测地层的岩性、沉积环境以至对应地层的地质时代。利用地震反射振幅连续性的变化以及整一关系，划分独特面貌的区域；利用地震信息划分沉积岩相带，提高了地震解释精度，从而可以寻找更多非构造圈闭的隐蔽性油气藏。另外还运用板块理论和裂谷的观点讨论了下辽河坳陷的成因，认为下辽河坳陷是一个中、新生代裂谷型盆地。

1984年以后，下辽河坳陷的构造研究进一步深化。这一时期地震资料信息十分丰富，不仅二维地震测网密度达到0.6×0.6公里，而且各种特殊剖面也较多，中、深层反射资料比较理想，特别是开始三维地震连片测量，这就为全面深入地进行构造研究创造了条件。通过地震资料的精细解释，在西部凹陷北部新发现了牛心坨洼陷，扩大了勘探领域。同时还对盆地基底，盖层及盆地演化史等进行了研究，对坳陷的构造有了更系统的认识，指出区域构造发展史大致可以分为盆前期和成盆期两个时期。坳陷演化经过地壳拱升张裂期、裂陷期和坳陷期三个不同的时期。总结了断裂的发育和分布规律，认为盖层断裂与基底断裂构成上下两个明显的断裂层次，进一步明确了断裂对凹陷和构造带的控制作用。结合勘探实践明确地划分了构造单元。总结了盆地内的构造类型、成因、分布规律及构造与油气聚集的关系，提出了凹陷是独立的成油单元，斜坡和中央构造带是控制油气聚集和富集地区的见解。

第二节　大地构造背景及前第三系基底结构特征

一、大地构造位置

下辽河坳陷是在华北地台基础上形成的中、新生代坳陷，位于华北地台的东北隅，是辽冀台向斜的一部分，属于三级大地构造单元——下辽河坳陷区。东部是辽东台背斜，西接燕山台褶带，北靠内蒙地轴东缘，南临渤海，是渤海湾含油气区的一部分（图 1−4−1）。图中虚线为上第三系分布范围，点划线为下第三系分布范围。

二、前第三系基底结构特征

下辽河坳陷是以下第三系为主的裂谷型盆地，前中生界基底是华北地台的一部分。

坳陷东侧辽东台背斜是从古生代以来，以正向运动为主的构造单元，在隆起区广泛出露太古代地层。

沈阳以西的 302 孔，海城以西的 128 孔都在晚第三纪地层之下钻遇太古界花岗岩。在鞍山以西 133、113 等孔于第四系或第三系之下，钻遇了奥陶系、石炭系、二叠系等古生代地层。在沈（阳）大（连）线以西 49、中 3、124 等孔均见到侏罗纪地层，与下伏古生代地层呈不整合接触。上述资料说明坳陷东部斜坡的基底主要由太古界花岗岩组成。辽阳—鞍山一带地表有古生代地层出露。

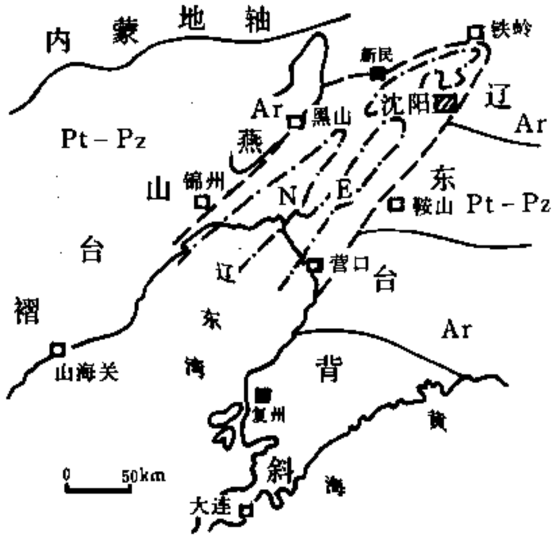


图 1−4−1　下辽河坳陷大地构造位置图

在沈阳至山海关铁路以西的广大覆盖区，根据浅孔资料、沟帮子一带的 21 孔、三家子井等揭露上第三系之下是太古界地层。大虎山以北台 4、台 6 孔及新民县附近的新 7、新 8 等孔在上第三系之下揭露白垩纪（少量侏罗纪）地层。由此可知，坳陷西部斜坡的基底主要是太古界，在大虎山、高山子一带地表出露元古界并向坳陷西部斜坡延伸。

坳陷北部为内蒙地轴，它是东西方向的潜伏隆起。根据铁岭一带钻孔资料，中生界厚度不大，其下为太古界花岗片麻岩及海西期花岗岩。与坳陷北部以东西方向的断裂隔开。

根据航磁异常、地震及钻井资料，下辽河坳陷剥开第三系后，出露有太古代、元古代、古生代和中生代地层，分布范围如图 1−4−2 所示。

太古界鞍山群组成本区古老的结晶基底，在漫长的地质历史中，经历了强烈的褶皱变形、区域变质作用、普遍花岗岩化和混合岩化。坳陷内钻遇的结晶基底主要为黑云母斜长片岩、角闪变粒岩和花岗片麻岩，钾氩法同位素年龄为 20～21 亿年左右（表 1−4−1）。

表 1-4-1　K—Ar 法同位素年龄测定表

井　　号	茨 4	胜 3	安 36	齐 11
年龄（10^8a）	20.96	20.4	19.86	17.8

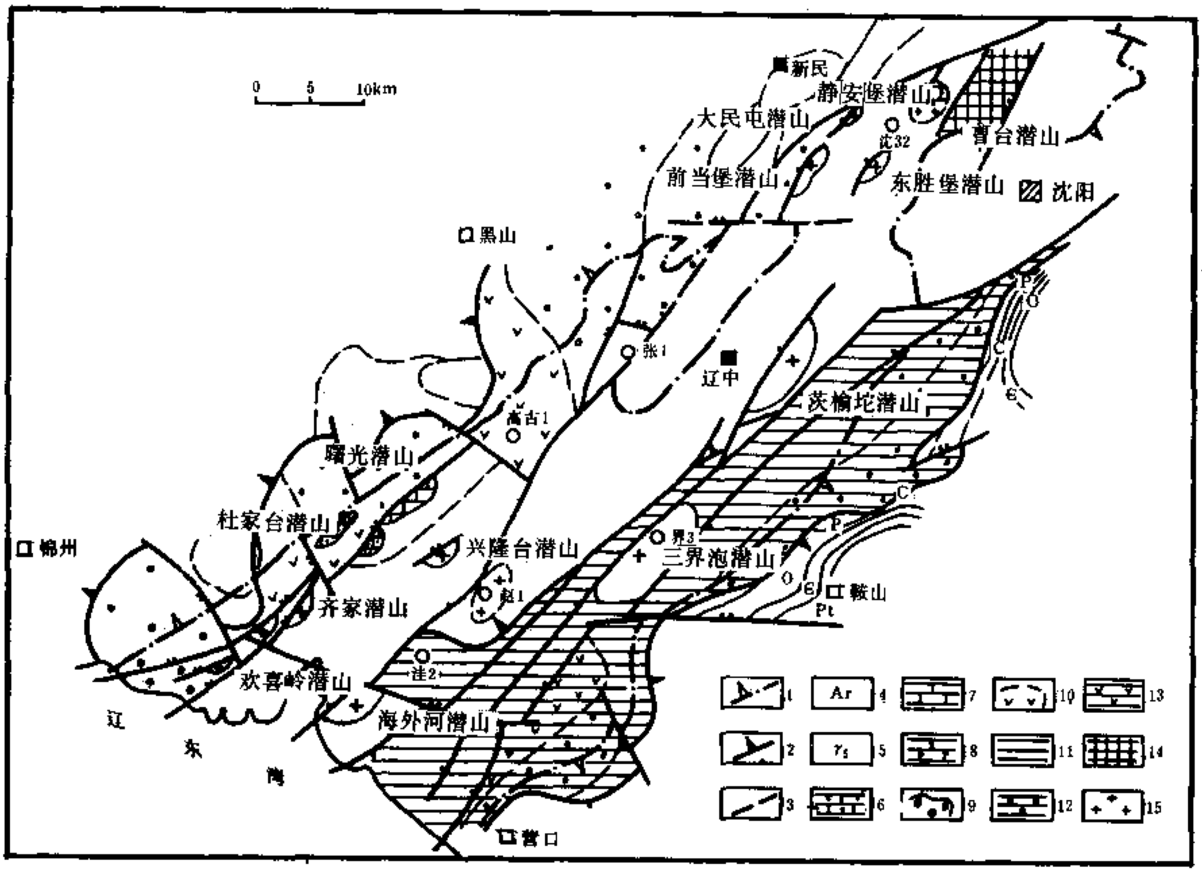


图 1-4-2 下辽河坳陷前第三纪基底岩性简图

1—下第三系缺失线；2—侏罗系缺失线；3—地质界线；4—太古界；5—燕山期花岗岩；6—元古界石英岩；7—元古界石灰岩；8—元古界灰质白云岩；9—中生界沙海组砾岩；10—中生界义县组火山岩；11—中生界梨树沟组暗色泥岩；12—中生界小岭组火山岩；13—中生界小东沟组火山岩；14—中生界土城子组火山岩夹煤；15—太古界花岗岩

该年龄值比坳陷周边太古界的年龄值偏小，其原因是中、上元古代中期和末期在地壳演化过程中曾先后发生过两次主要的地热事件，广泛的热液作用引起区域性的变质作用，并以放射性年龄的信息群明确地反映出来。因此，坳陷内测得的结晶基底年龄值偏低，很可能是这两次地热事件的反映。

吕梁运动以后，发生了一次持续时间很长的海侵，使西部凹陷、大民屯凹陷的局部地区沉积了一套以碳酸盐岩为主并伴有碎屑岩的中、上元古界浅海相沉积。蓟县运动使本区上升遭受剥蚀而被夷平。

早古生代（早寒武世），沿太子河向斜海水侵漫到东部凹陷，沉积了一套浅海相寒武系和中、下奥陶统。中奥陶世之后，加里东运动使华北地台上升成陆，造成该区缺失上古生界，仅在东部凹陷东侧斜坡见到石炭、二叠系海陆交互相沉积。

从坳陷基岩分布情况看，基本上可以分成三大块体（图 1-4-3），从小柱状图上地层结构清晰可辨。

西块：包括西部凹陷的西八千—高升断层的西部和北部及西部凸起；大民屯凹陷的大民屯断裂以西及静北地区。它们均属燕山台褶带的一部分，由太古界、蓟县型的中上元古界和中生界组成。

东块：位于茨东—二界沟断裂以东，包括东部凹陷的东侧和东部凸起，是辽东台背斜的一部分，主要由太古界、辽东型的中上元古界、古生界和中生界组成。

中块：位于西八千—高升断裂和茨东—二界沟断裂之间，包括西部凹陷的东侧，中央凸起和东部凹陷的西侧属于山海关—沈阳降起区，该隆起自南至北逐渐变窄，呈楔形插入东、西两大块之间，岩性主要为太古界变质岩，局部地区有中生界分布。

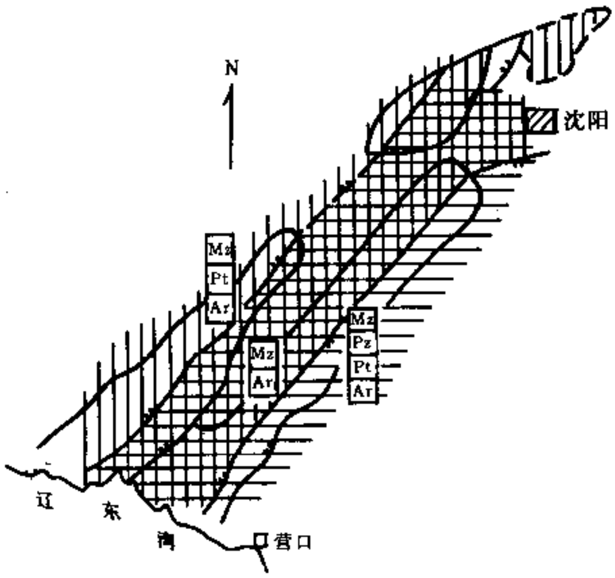


图 1-4-3　下辽河坳陷前第三纪基底组成略图

由上述三大块体组成的坳陷基底是经历了两种不同性质地壳运动叠加而构成的双重构造体制，其结构比较复杂，可分为前中生界和中生界这样上下两个构造层（图 1-4-4）。

前中生界构造层，按构造运动的旋回性，存在太古界、元古界、古生界三大构造层。但是，由于它们受同一个构造运动体制的控制，在地质发育史上有明显的继承性，故可以归纳

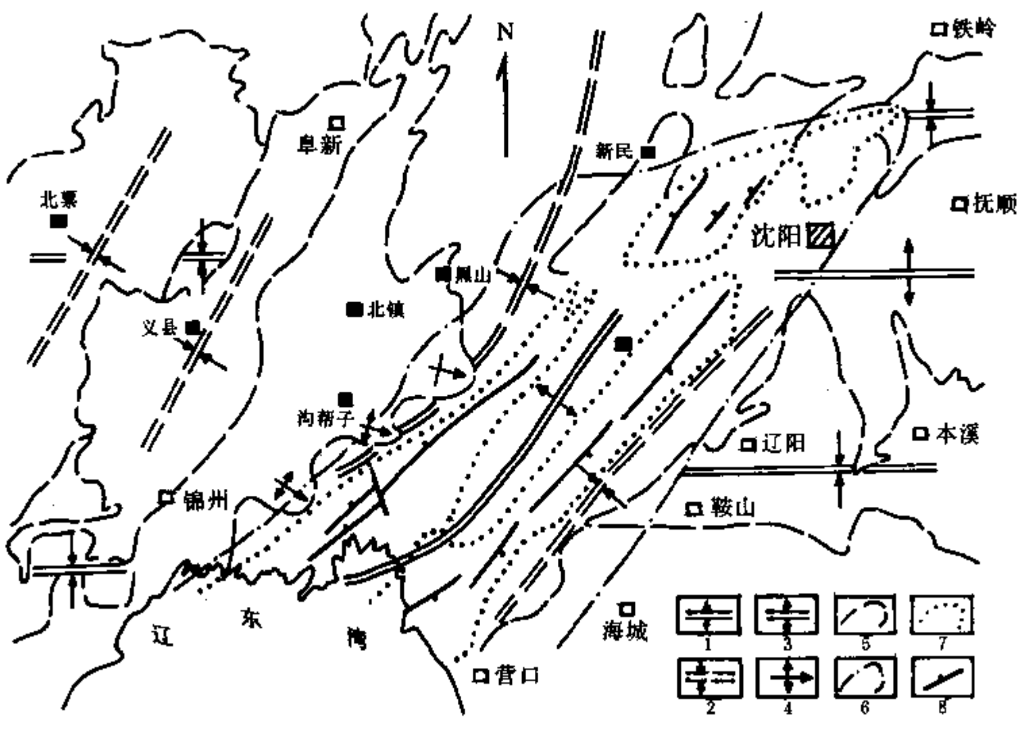


图 1-4-4　下辽河坳陷前第三纪基底构造图

1—前中生界凹陷；2—中生界凹陷；3—前中生界隆起；4—前中生界鼻状隆起；5—地质界线；6—坳陷上第三系范围；7—坳陷下第三系范围；8—断层

成一个构造层即下构造层，其特点是构造轴线以呈近东西向为主。茨东断裂—二界沟断裂以东，太古界，元古界和下古生界南北凹隆相间排列，自北而南继承性发育有铁岭—靖宇隆起、太子河—浑河坳陷、营口—宽甸隆起，其中太子河—浑河坳陷伸向三界泡地区，已被钻井证实。在同一纬度的西锦州—喀左一带也有古生界分布，反映了古生界构造层的基本构造轮廓。盆地西侧，元古界沿着北东方向以半背斜的形态伸向西部凹陷和大民屯凹陷。它们属于燕山台褶带向盆地延伸部分，其轴向主体部位是东西方向，延至本区转为北东方向，缺失古生界。位于盆地中部即中央凸起部位的太古界呈波状起伏，沿北东方向展布。

在西部凸起上，自北而南还存在有徐家围子、南二家屯、下洼子三个鼻状隆起并向西部凹陷延伸倾没，这也是原东西方向构造经后期改造的结果。

中生代是地质历史上的一个重大变革时期。印支运动使前中生界同时褶皱，形成一系列北东和北北东向展布的开阔平缓的构造。辽宁地区上述构造变动主要发育在凌源—锦西、太子河流域及大连—复州等地，并波及到下辽河坳陷的东西两侧。燕山运动使华北地台进一步解体，产生一组北东方向或北北东方向的主断裂，切割了前中生代古构造线，造成东西分带、南北分块的古构造格局。强烈的断裂活动引起基底差异陷落，并不同程度地控制和影响新生代盆地的发育及演化，造成坳陷内前第三系基底地质结构比较复杂，宏观上表现为凹凸相间，北东方向伸展，且每个凹陷的基底都有多洼多隆和东陡西缓、北高南低的特点；斜坡部位既有孤立的山头，又有成排成带的坡上山（欢喜岭和曙光地区）。而凹陷中央湖心岛式的古山头或古隆起（兴隆台、东胜堡等）又把整个凹陷分隔成多个沉降中心。

上述基底结构特征在下辽河地区布格重力异常图、西部凹陷曙光—清水地区的重力垂向二次导数图上都有明显的反映（图 1–4–5）。

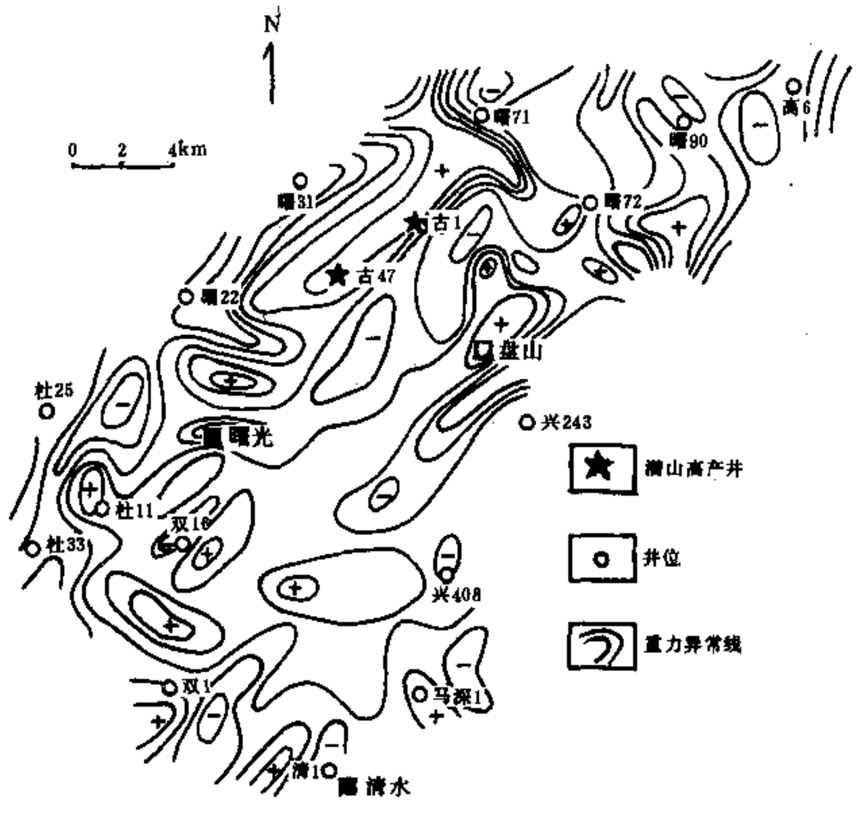


图 1–4–5　曙光—清水地区重力二次导数正负异常分布图

特别是沟帮子—盘山—牛居重力航磁（ΔT）解释大剖面图（图 1-4-6），东西横贯全盆地，对基底起伏反映更为清楚。

总之，下辽河坳陷前第三纪基底结构比较复杂。前中生界以东西向构造为主，南北差异明显，中生界以北东、北北东向构造为主，东西向差异显著，它们影响和控制着新生代盆地的发育和演化，并由此奠定了坳陷盖层南北分区、东西分带的基本骨架。

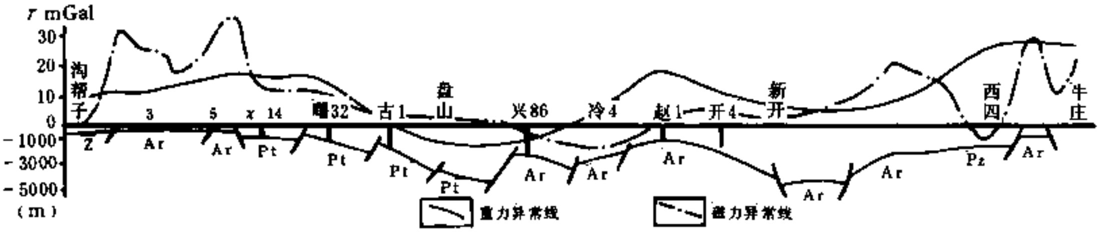


图 1-4-6　沟帮子—盘山—牛居重力、航磁（ΔT）解释剖面

第三节　新生代构造特征

下辽河坳陷的新生界自下而上由下第三系的房身泡组、陆家组（原沙河街组四段可疑段）、沙河街组、东营组、上第三系的馆陶组、明化镇组及第四系平原组组成，总厚度超过 6000 米，可分为下第三系、上第三系及第四系三个构造层。

新生界厚度受基岩隆起影响很大，特别是落差大的基岩断裂控制着沉积的范围和厚度，复杂的基底块断活动使沉积盖层的岩相及厚度变化增大，并造成沉积盖层与基岩之间广泛的超覆不整合和断层接触关系。

按照基岩地貌及新生界（下第三系为主）沉积厚度，可将下辽河坳陷划分为西部、东部及大民屯（包括沈北凹陷）三个凹陷以及东部、西部和中央三个凸起。凸起上主要是上第三系与第四系的超覆沉积，凹陷中有巨厚的下第三系沉积。

三个凹陷与周边的接触关系及下第三系沉积最大厚度和分布的现今表现如下：

西部凹陷西侧下超上剥；东侧兴隆台以南为断层接触，中段冷东地区为断阶接触，北段为超覆接触。最大沉积厚度在清水洼陷达 5500 米。

大民屯凹陷东、西、南三面都为断层接触，最大沉积厚度在荣胜堡洼陷达 5000 米。

东部凹陷西侧为超覆接触，在东侧南北接触关系不同，有断层接触，也有超覆接触，最大沉积厚度在驾掌寺洼陷达 4500～5000 米。

一、中、新生界断裂

断裂活动是下辽河坳陷新生界裂谷盆地的主要特征，具有断层数量多，规模大，以张性正断层为主，多期多组，在平面上纵横交错，在剖面上互相切割的特点。断裂活动贯穿于裂谷盆地发育的始终，控制着构造的基本格局。

到目前为止，共发现三级以上的断裂有 300 多条，其中一级断裂 8 条，二级断裂 21 条（表 1-4-2）。

根据这些断裂发生的时间，基本上可以分成两大类，即中生代断裂和新生代断裂，分别描述如下：

表 1-4-2 下辽河坳陷主要断裂要素表

构造单元	断裂名称	发育时期	性质	走向	倾向	倾角	断距(m)	延伸长度(km)	级别
西部凹陷	坨西	$Mz-E_3d$	正—逆	NNE	SWW	40°～70°	400～2000	30	二
	牛心坨	$E_{2-3}s_4-E_3d$	正断	NNE	NWW	50°～70°	100～800	20	二
	坨东	$E_{2-3}s_4-E_3d$	正断	NNE	NWW	50°～70°	500～3000	35	一
	台安	$Mz-E_3d$	正断	NE	NW	40°～60°	200～4000	20	一
	大洼	$E_{2-3}s_3-E_3d$	正断	NE	NW	40°～60°	200～5000	48	一
	冷家堡	$E_2s_3-E_3d$	正—逆	NNE	NWW	60°～70°	200～2000	21	二
	双台子	$E_2s_3-E_3d$	正断	NE	SE	60°～70°	50～900	27	二
	兴北	$E_2s_3-E_3d$	正断	NEE	SSE	40°～50°	100～700	18	二
	高升	$E_{2-3}s_4-E_3d$	正断	NE	SE	60°～70°	50～2000	27	二
	鸳鸯沟	$E_2s_4-E_3d$	正断	NE	SE	60°～70°	50～350	38	二
东部凹陷	营口	$Mz-E_3d$	正断	NE	NW	50°～60°	50～3500	40	一
	佟二堡	$Mz-E_3d$	正断	NE	NW	40°～50°	500～3500	50	一
	二界沟	$Mz-Ng$	正断	NE	SE	40°～45°	300～1800	57	二
	黄西	$E_2s_4-E_3d$	正断	NE	SE	60°～70°	200～1500	42。5	二
	茨西	$Mz-E_3d$	正断	NNE	NWW	50°～60°	200～1000	57	二
	茨东	$Mz-E_3d$	正断	NE	SE	50°～60°	200～1200	60	二
	茶西	$E_2s_3-E_3d$	正断	NNE	NWW	60°～70°	500～1000	11.5	二
	驾东—界西	$E_2s_4-E_3d$	正断	NE	NW	60°～70°	2000～>1000	57	二
	驾西—黄于热东	$Mz-E_3d$	正断	NE	SE	70°～80°	400～800	45	二
	界东	E_2-E_3d	正断	NE	SE	70°～80°	500～1000	40	二
大、民屯凹陷	东界	$E_2s_4-E_3d$	正断	NE	NW	30°～70°	400～3000	42	一
	西界	$E_2s_4-E_3d$	正—逆	NE	SE	>80°	400～4000	50	一
	南界	$E_2s_4-E_3d$	正断	EW	N	40°～60°	600～6000	23	一
	前一大	$Mz-E_3d$	正断	NE	NW	60°～70°	300～1200	23.5	二
	兴隆桥	$Mz-E_3d$	正断	NE	NW	50°～60°	100～1400	6	二
	静安堡	E_2s_3	正断	NE—SE	NW-N	40°～75°	100～600	12	二
	法哈牛	$E_2s_3-E_3d$	正断	NE	NW	50°～60°	100～2600	16	二
	曹台	E_2s_3	正断	NNE	NWW	70°～80°	200～1000	9	二
	曹东	E_2s_3	正断	NNE	SEE	70°～80°	200～800	10	二

1.中生代断裂

下辽河坳陷在晚侏罗世拉张应力的作用下，产生了北东与北西方向两组断裂，以北东方向为主干断裂，对中生界断陷的边界起主要控制作用。北东向断裂分东西两支，西支以西八千—高升—坨西—大民屯断裂为主，向北延伸，经过沈北凹陷与依兰—伊通断裂带相连；东支以二界沟西—驾掌寺西—茨榆坨东断裂为主，向北经浑河断裂与敦化—密山断裂相接，在这些断裂的下降盘形成一系列中生代洼陷，呈串珠状分布。

2.新生代断裂

新生代断裂在中生代断裂的基础上表现了“继承、发展、新生”三个特点。“继承”是指中、新生代断裂的位置和性质相同，前者的规模大于后者，多数终止于始新世末—渐新世初。“发展”是指控制新生代凹陷边界的断裂在中生代末期处于初发状态，在新生代开始活动逐渐强烈，造成新生代活动规模远远大于中生代，属于长期活动的断裂。“新生”是在中生代产生的断裂之外，第三纪的新生断裂，一般产生于新生代的中晚期，活动时间比较短，常与早期断裂斜交，并对早期断裂有切割作用（图 1–4–7）。局部地区出现了逆冲断裂。

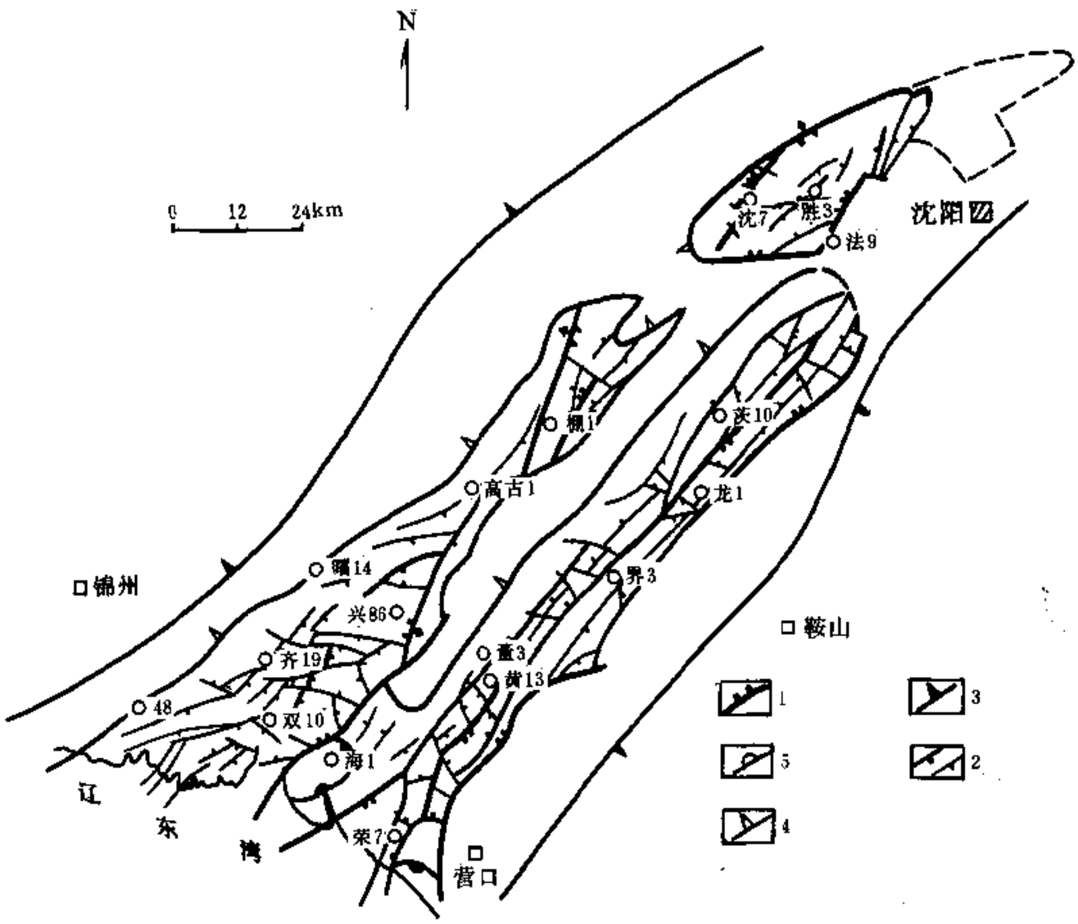


图 1–4–7　下辽河坳陷新生代断裂分布图

1—第一期断裂；2—第二、三期断裂；3—上第三系缺失线；4—下第三系缺失线；5—地层超覆线

二、断裂活动特征

1.断裂的分布、性质及组合特点

裂谷型盆地的形成是地壳上拱拉张作用的结果。坳陷内的断裂系统除西部凹陷的冷东、牛心坨地区和大民屯凹陷的曹台、边台地区有逆冲断层外，其余主要为正断层组成的断裂系统。这些断裂比较复杂，不仅大小、性质、走向、倾向不同，就是同一走向的断裂，由于发生的时间，产生的原因和活动时间长短的不同，其所起的作用也各有差异。

按照断层的走向大体可分为北东、北西和近东西向三组。

(1) 北东向断层　是下辽河坳陷的主要断层。这些断层虽然走向一致，但在裂谷发育的过程中，各条断层活动的时间、产状、性质、规模和作用互不相同。因此，又可以进一步划分为三种类型：

1) 中生代西倾和东倾正断层：这些断层主要分布在西部凹陷、大民屯凹陷的西侧和东部凹陷二界沟西、驾掌寺西、茨榆坨东。中生代盆地是受这些断裂控制发育而成的，它们均断入基岩，并控制中生界的分布范围，断距一般在500～600米，延伸较长，最长达28公里，倾向北西和南东，倾角50°～70°，在西部凹陷由东向西将基底阶阶错开并形成一系列单面山，剖面上基底形状呈搓板状，平面上成一道道山脊，沿着上述断裂带常有火山喷发。

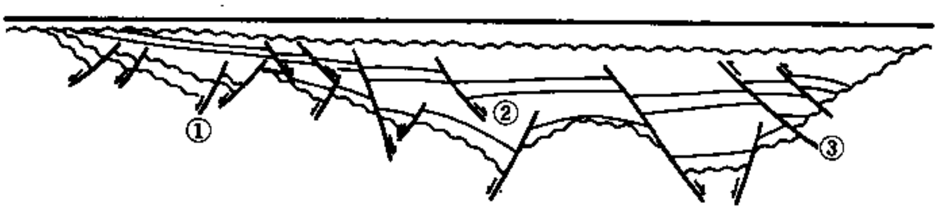
2) 早第三纪西倾正断层：这些断层分布在凹陷的东侧，是下辽河坳陷的主干断裂。如坨东—台安—大洼、营口—佟二堡，大民屯东界断裂等。这些断裂规模很大，倾角较陡，达45°～70°，多断人地壳深部，沿断裂带常发生火山喷发。延伸20～100公里，断距可达数千米，常形成断阶带。

3) 沙河街组三段至东营组沉积时期正断层：这些断层属于表层断层，开始于沙河街组三段沉积时期，终于东营组沉积末期。延伸长8～33公里，断距一般在100～500米，最小为50米，倾向南东和北西均有，以南东方向为主，倾角45°～75°，断层倾向均与地层倾向一致，基本上是边沉积边断裂的同生断层，很少断入基岩。

(2) 北西向正断层　一部分与中生代断裂同时发生，主要对新生代盆地起分割作用，延伸较短，一般在5～15公里。但多数为早第三纪北东向正断层的派生断层，一般长1～5公里，断距小于100米，最大400米，与北东方向断层相交，构成网格状。

(3) 近东西向正断层　形成时期较晚，主要发育在东营组沉积时期。多将早期北东向的断层切割，是坳陷内比较发育的一组边沉积边断落的同生断层。数量多，常成组出现，延伸长度一般在7～25公里。断距100～400米。南倾为主，北倾少量，下降盘由于牵引作用，能形成滚动背斜。这组断裂很少断到基岩。

根据断层面的产状与地层产状的相对关系，下辽河坳陷的断裂有以下三种组合形式：即反向正断层，正向正断层和逆冲断层（图1-4-8）。



①反向正断层　②同向正断层　③逆冲断层

图1-4-8　下辽河坳陷断裂组合示意图

2.断裂的级次分类

坳陷内的断裂比较复杂。根据断裂的性质、成因、规模及对沉积和油气聚集的控制作用，下辽河坳陷的断裂可以分为四级：

(1) 一级断裂　属于壳断裂，是坳陷内的主干断裂，断入地壳。形成时间早，活动时间长，规模大，有的可达几千米，延伸很长，由几十公里到百公里以上，沿断裂带往往有玄武岩流的喷溢。中生代断裂及控制新生代凹陷边界的北东向西倾正断层均属此类断裂。除控制坳陷形成和发展以外，也控制着洼陷的中心。例如台安断裂控制着台安洼陷，大洼断裂控制着清水洼陷等。

(2) 二级断裂　也叫构造带断裂，是坳陷内沉积盖层中发育较早，活动时间较长的大断裂，控制着构造带的形成和发展，对油气聚集带或油气田的形成起着重要作用。这些断裂多为边沉积边断落的同生断层，断距一般为几百米，少数可达千米，延伸较长，一般大于10公里至几十公里。有的可断入基岩。属二级断层的有双台子，高升、二界沟、茨西、前当堡—大民屯等断层。

(3) 三级断裂　多与二级断裂斜交，是裂谷型盆地发育后期形成的盖层断裂，它控制断裂构造带不同区块的构造特征和局部岩性岩相变化，这类断裂很少断达基岩，多为边沉积边断落的同生断裂。由于这些断裂的产生破坏了原生油气藏，使油气发生重新分配，因而不同区块往往形成各个独立的油、气、水界面和压力系统。近东西向的断裂和部分北东、北西向的断裂属此类断裂。

(4) 四级断裂　一般对沉积影响不大，多是划分断块的断裂，断裂产生的时间晚、规模小、延伸短，多构成小断块的边界。

3.断裂发育序次的分析

下辽河坳陷自燕山运动开始，属于欧亚板块东亚陆缘弧后活动区中的一个小型裂谷盆地。由于太平洋板块向欧亚板块俯冲，一方面引起欧亚板内部特别是深部地壳结构发生变化，形成一系列地幔隆起带和地幔坳陷带；另一方面由于后来印度板块的北移引起中国东部大陆开始向东蠕散，在地幔隆起带上产生局部的拉张应力场，造成本区沿着隆起带的轴部开始张裂，出现一组锯齿状张性断裂，亦是裂谷形成的初始断裂。早第三纪早期发育了以边界大断裂为主体的断裂系统。根据断裂产生的时间和发育特征，把上述断裂定为第一序次断裂。本序次断裂多为早期或继承性断裂，始于晚中生代，绝大部分止于始新世（沙河街组三段沉积时期），如西八千—高升—坨西—大民屯断裂。少数活动到渐新世末期，如坨东—台安—大洼断裂。

裂谷拉张之后，火山岩浆沿地壳深断裂大规模地溢出，地球深部物质向浅部地壳发生对流，由于重力均衡代偿作用而使裂谷基底沿着早期张裂面垂直滑动。张裂与深陷，使裂谷型盆地进入裂陷阶段。这时期即沙河街组三段—东营组沉积时期，产生的断裂为第二序次断裂分北东、北北东和北西向三组，以北东向为主。根据断裂形成的早晚，可进一步分为三个亚序次，即沙河街组三段沉积时期亚序次、沙河街组一、二段沉积时期亚序次和东营组沉积时期亚序次。它们均为正断层，自老至新有规律地向深陷区迁移。

裂谷盆地发展经过裂陷期以后，开始逐渐萎缩以至消亡。这时盆地性质也在不断变化，由裂谷断陷向坳陷逐渐转化，这个时期产生的断裂为第三序次断裂。

根据台安—大洼断层在该阶段的特点以及冷东逆断层的走向，可以恢复第三序次产生的局部应力场：北西向断裂呈反时针方向错开了台安—大洼断裂，而近东西向断裂呈顺时针方

向错开了台安—大洼断裂，构成了一组共轭剪切断裂，夹角 37°，钝角的平分线方向和冷东逆断层北 10°～15°东的走向基本一致。说明此序次断层是拉张力开始松驰，张扭力甚至压扭力增强的裂谷萎缩时期产生的，主压应力为北西西—南东东向，与太平洋板块运动方向是一致的。

与西部凹陷相比，东部凹陷的断裂序次不全。在中生代，东部凹陷的断裂相对中央凸起而言，也具有外侧断陷的特点即断裂东盘下降，形成西倾的箕状地堑，沉降中心位于凹陷的西侧，在沉积了较厚的中生界以后，新生代第一序次的断裂即象西部凹陷那样的继承性外陷断裂没有继续活动，因此没有本序次形成的深陷。目前钻达基岩和中生界的探井均未见沙河街组四段沉积，说明在下辽河坳陷形成过程中，东部凹陷可能比西部凹陷晚一个序次时间。营口—佟二堡断裂发育时期可能很早，但在新生代的明显活动是从第二序次开始的。

(4) 断裂活动对沉积、构造的控制作用　下辽河坳陷处于中国东部长期活动的郯庐断裂带中段，发育着成组切穿地壳的深断裂，这些断裂不仅控制了裂谷盆地的形成，也控制了盆地内一、二级构造的生成和发展，并影响着沉积物厚度、岩相和盖层构造及产状。

自燕山运动开始，重新活动的郯庐断裂带在本区表现为一组北东走向的基岩断裂，它与东西方向继承性活动的断裂配合，控制了区内晚侏罗世—早白垩世的沉积，形成了一系列按北东走向分布的以火山岩或含煤沉积为主的小断陷盆地，在南北方向上，这些小盆地相互分隔，其岩性、厚度变化都很大。

早第三纪—始新世的断裂活动，主要是北东向基岩断裂的继承性发育，有大量基性岩浆沿断裂喷溢，形成厚薄不等的玄武岩层。至始新世沙河街组四段沉积时期，断裂活动以水平拉张运动为主，伴有较弱的垂直运动，控制着沉积湖盆的范围，形成以浅水湖相的粒屑石灰岩、油页岩、灰质页岩和湖盆边部的扇三角洲沉积。这个时期的断裂对前第三系地质体具有继承和改造作用，下第三系裂谷盆地位于中生界裂谷盆地内侧。此时期北东向断裂的走向、倾向和中生界的断裂系统基本一致。新生代断裂主要表现为继承即发生一系列西倾为主的断裂，在裂谷内形成台斜断块带，每条西倾断层的上升盘形成单面山，下降盘形成谷地。

沙河街组三段至东营组沉积早、中期，构造运动转变成以沿断层面滑动的垂直运动为主，周边山系强烈上升，凹陷快速沉降，水体加深扩大，造成沉降速度大于沉积速度，沉积了巨厚的以暗色泥岩为主的生油岩系，同时由于裂谷陡峻易于滑塌，形成滑塌浊积岩为主的复理石建造。

该时期和沉积作用同时发生的同生断裂比较发育，它们在对构造的控制作用上有两重意义，一是和西倾早期断裂组成地垒潜山带，二是在下降盘形成同生构造。在裂谷内部组成垒堑相间的构造格局，往往构成基底潜山和盖层同生构造。

东营组沉积末期，断裂活动逐渐减弱，三个凹陷逐渐连通，表层断裂发育，但对沉积砂体控制作用不明显，湖盆再一次下陷，接受了一套河流—沼泽相沉积。由于这个时期断裂的平移作用，使早期构造被错开，错动方向和断裂的平移方向一致，如双台子构造带褶皱轴被一组近东西向断裂右移错开；马圈子沙河街组一段古构造轴被断层右移错开；黄于热构造带断裂也有相似的特点。

晚第三纪以来断裂褶皱作用微弱，仅少量东营组沉积晚期发育的断裂延续到晚第三纪，断开馆陶组下部。馆陶组与下第三系呈区域性不整合接触，沉积了一套过补偿的河流冲积—洪积相碎屑岩。

综上所述，断裂活动是裂谷发生和发展的主导因素，下辽河坳陷内凹陷、二级构造带和

断块区的形成，对沉积特点和火山活动都起着控制作用。使下辽河裂谷盆地具有多凸多凹、凸凹相间，多沉积中心和多生油中心，多物源方向、多种类型的储集体和多套生储盖组合、多种类型的二级构造带和多种圈闭条件等石油地质背景，决定了下辽河坳陷既有丰富的油气资源又是复杂的复合油气聚集区带。

第四节　构造单元划分

一、构造单元划分准则

构造单元的划分必须有利于勘探和评价的需要。因此，下辽河坳陷构造单元划分准则有以下几点：

a.主要对下第三系构造层进行划分。全面考虑其与基岩和其它构造层的关系；

b.基岩情况。着重考虑基岩的形状、性质、隆起幅度和起伏情况，特别是按翘倾断块体的发育特点进行划分；

c.断裂。除考虑断裂的性质、分布、组合关系外，着重考虑断裂的发育史，特别是一、二级断裂对构造带的控制作用；

d.构造。着重考虑构造形态、性质、成因和类型，同时重视断层将构造切割成断块的组合型式；

e.全面考虑地层发育的情况和分布状况，注意岩性岩相变化的特点；

f.重视油气田的完整性和统一性，包括油气层的连续性，圈闭类型的统一性，、压力系统的一致性、油气水性质和相互关系的规律性；

g.注意构造带所处的区域构造位置。

二、构造单元划分

依据上述构造单元的划分准则，将下辽河坳陷的一级构造单元划分为三个凸起和四个凹陷，这一点认识是统一的。但对二级构造带的研究与划分，大致有三个阶段：

1972 年以前初步划分了 13 个二级构造带。具体情况如表 1–4–3 所示。

1972～1977 年，根据沉积构造与基底的关系，划分为四种类型，即古潜山型（潜伏型、披覆型、地垒型）、同生构造型、斜坡型和断阶型。共 20 个二级构造带，具体情况如图 1–4–9 所示。

1977 年以后，随着勘探领域的不断扩大和新技术的推广应用，对地下情况不断有新的认识，不断修改和完善了二级构造带的划分工作，特别是 1984 年以来，对二级构造带进行了比较系统的研究，根据下辽河坳陷每个凹陷都存在斜坡带、深陷带和陡坡带三个油气聚集带，且这三个油气聚集带在沉积、构造、油藏类型等方面都有各自的特点，能形成多种不同油藏类型的复式油气聚集区（带）。并可将每个凹陷划分出三个亚一级构造单元。在此基础上进一步划分二级构造带。

所谓二级构造带系指位于一定区域构造背景上，由相邻的若干个形态相似，发育历史相近的局部构造（三级构造）组成的构造单元。下辽河坳陷二级构造带的种类甚多，有潜山构造带、逆牵引构造带、背斜构造带、断鼻构造带、断阶带、斜坡带、超覆带、披覆带、地层尖灭带等。现将近来划分的结果示于图 1–4–10 和表 1–4–4。

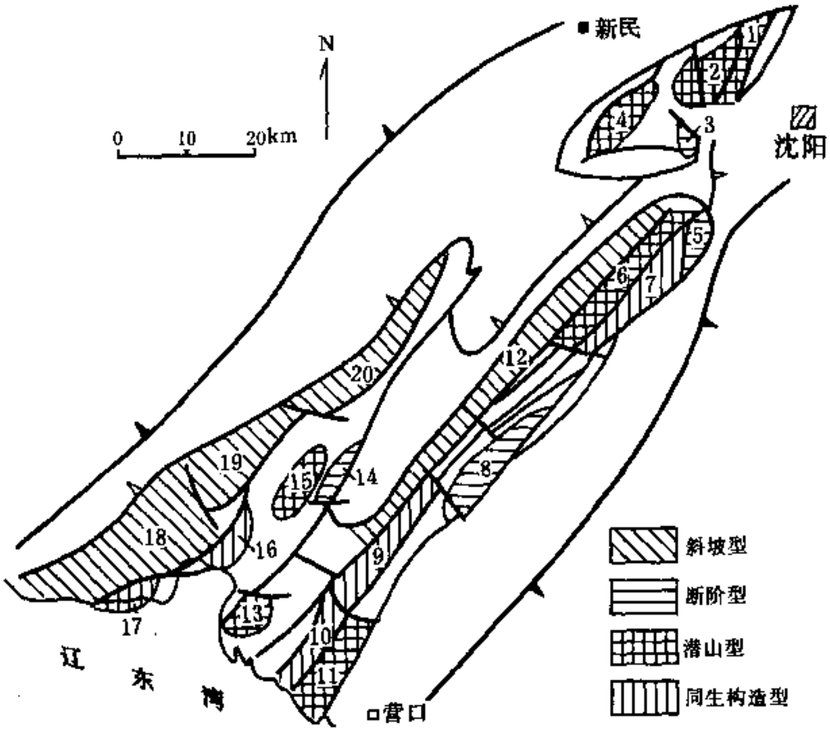


图 1-4-9 下辽河坳陷二级构造带分布图

1—曹台高垒带；2—静安堡断裂鼻状构造带；3—法哈牛断裂鼻状构造带；4—前进断裂鼻状构造带；5—沈旦堡断裂阶状构造带；6—茨榆坨断裂背斜构造带；7—牛居断裂背斜构造带；8—三界泡断裂背斜构造带；9—黄金带断裂背斜构造带；10—大平房断裂背斜构造带；11—油燕沟断裂背斜构造带；12—董家岗超覆带；13—海外河秃顶背斜构造带；14—冷东断裂阶状构造带；15—兴隆台断裂背斜构造带；16—双台子断裂背斜构造带；17—鸳鸯沟断裂鼻状构造带；18—欢喜岭断裂鼻状构造带；19—曙光断裂鼻状构造带；20—高升断裂鼻状构造带

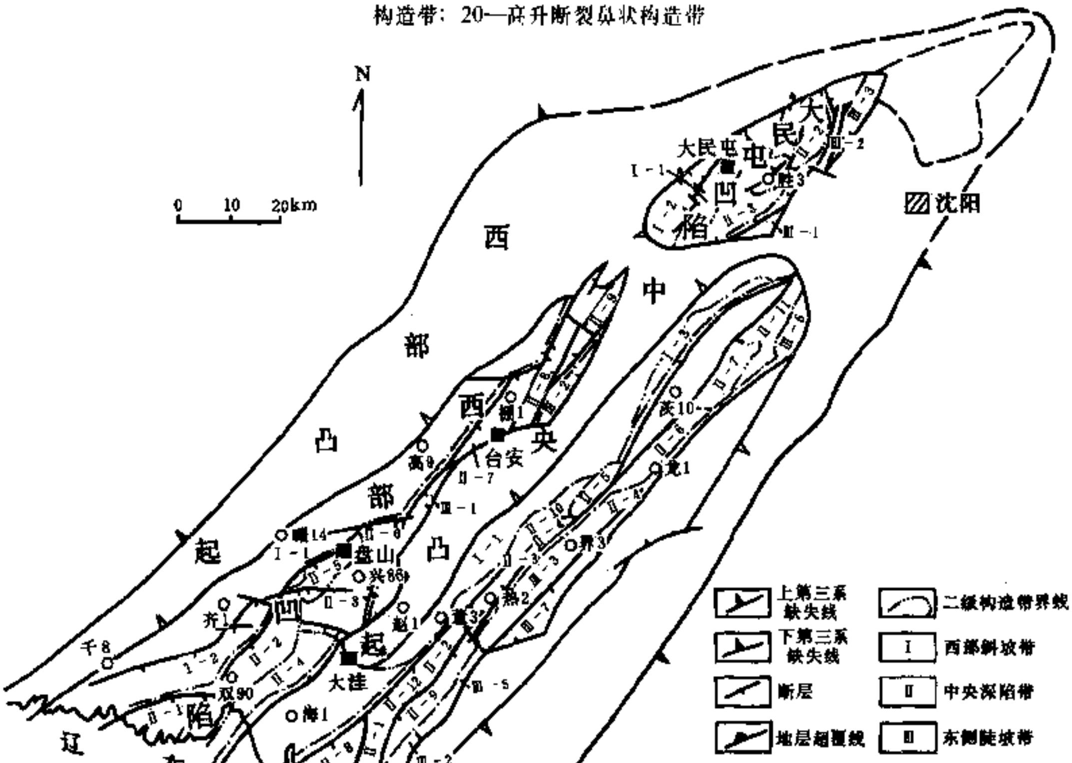


图 1-4-10 下辽河坳陷构造单元划分图

(图中编号可与表 1-4-4 中编号对应)

表 1-4-3　1972 年前二级构造带划分表

一级构造	二级构造带	分布位置	局部构造名称	主　要　特　征
东部凹陷	三界泡—油燕沟	位于本区东侧边缘	三界泡、上口子、沟沿、油燕沟、马坨子、南小庄	下第三系不全,中生界埋藏浅,局部构造是在中生代西倾古斜坡上发育起来的,东侧是由于佟二堡—营口断裂牵引而成,构造上下第三系顶薄侧厚,中生界暗色泥岩较厚,并有油气显示,火山岩活动强烈,厚度大
	热河台—于楼—黄金带	位于本区中央部位,发育在二条二级断层之间,局部构造以北、东向短轴背斜为主	欧利坨子、热河台、于楼、黄金带、红星	沙一段沉积前具有古构造隆起,沙河街组沉积结束,局部构造发育完成,火山岩喷发强烈;热河台、欧利坨子构造在沙河街组沉积末和东营组沉积末期经受二次上隆剥蚀,缺失顶部地层,油气富集受古构造和高断块控制
	桃园—荣兴屯	位于热于黄构造之南,二界沟洼陷东侧,轴向为 NNE 向	桃园、大平房、荣兴屯	该带在第三纪末期最后形成,桃园和大平房构造在沙河街组一段沉积时期已具雏型,荣兴屯在东营期才有雏型,构造带于晚第三纪末形成,构造轴部都有屋脊状断层,火山岩厚度大,活动强烈而又频繁,储集层物性差,浅层油气发育
	牛居构造—青龙台	位于本区北部佟二堡和营口断层及于家房断层之间	牛居、青龙台	构造带具有多种圈闭类型,牛居构造为穹隆状,青龙台构造为短轴背斜,下第三系发育较全
	董家岗	位于西侧斜坡部位,与中央凸起相连		超覆带基底埋藏浅,下第三系由东往西由南往北逐层超覆在基岩之上
西部凹陷	冷东断阶带	位于西部凹陷与中央凸起衔接地带		基底埋藏深度 3000 米左右,地层由西往东,由南往北逐层减薄,生、储盖组合条件好,沙河街组三段上部是主要目的层,以断层圈闭为主
	兴隆台—鸳鸯沟断阶带	位于凹陷西侧下倾部位,呈北东向分布	兴隆台、双台子Ⅰ号、双台子Ⅱ号、鸳鸯沟、冷家堡、马圈子、坨子里	基岩埋藏深沉积岩厚度大,下第三系发育完整,局部构造分布受西侧二级断层控制,沙河街组沉积时期基本上为统一的整体,兴—冷断块含油层系由北而南,逐渐变新
	高升—西八千斜坡鼻状构造带	位于西部凹陷西坡上倾部位,介于盘山二级断层和西侧边界尖灭缺失线之间		基底埋藏浅,上、下第三系呈不整合接触,并有断层遮挡

续表

一级构造	二级构造带	分布位置	局部构造名称	主要特征
中央凸起	北部	介于辽中一台安之间		凸起上没有下第三系,上第三系直接覆盖在太古界花岗岩上
	南部	南部倾没带	海外河、榆树台、赵家街、大洼、小洼、西坝墙子	基底埋藏由北而南加深,局部构造发育受基底起伏控制,东营组全区分布,目的层埋藏浅
大民屯凹陷	三台子—曹台	位于凹陷的东北角,处于凹陷的最高部位	三台子、曹台	
	大民屯—前当堡	位于凹陷西南部		在基底古隆起背景上发育起来的沙一、沙二段地层很薄,缺失东营组
	兴隆桥—永胜			凹中之隆对油气有利
	兴城堡断阶带			
	静安堡—大荒地断阶带			
沈北凹陷				

表 1-4-4　下辽河坳陷构造单元划分表

一级构造	亚一级构造带	二级构造带	面积(km^2)	局部构造	编号
西部凹陷	西部斜坡带		818	曙光断鼻	Ⅰ-1
				高升断鼻	
				高家断鼻	
				双16断鼻	
				宋家构造	
		欢喜岭断裂背斜构造带	264	欢喜岭断背斜	Ⅰ-2
				齐家断背斜	
	中央深陷带	鸳鸯沟断裂鼻状构造带	88	鸳鸯沟断鼻	Ⅱ-1
				锦101断鼻	
		双台子断裂背斜构造带	236	双台子断背斜	Ⅱ-2
				双南断背斜	
				双台子河口可能背斜	
		兴隆台断裂背斜构造带	156	兴隆台断背斜	Ⅱ-3
				马圈子断背斜	
		牛心坨断裂背斜构造带	75		Ⅱ-9
		牛心坨洼陷	89		Ⅱ-8
		台安洼陷	96	张家断鼻	Ⅱ-7
		陈家洼陷	30		Ⅱ-6
		盘山洼陷	58		Ⅱ-5
		清水洼陷	184	清5块	Ⅱ-4
				清4块	
	东侧陡坡带	冷东断阶带	114	冷家堡	Ⅲ-1
				冷11块	
				冷4块	
		牛心坨断阶带	58	牛心坨	Ⅲ-2
中央凸起					

续表

一级构造	一级构造带	二级构造带	面积(km^2)	局部构造	编号
东部凹陷	西部斜坡带		921	大湾断鼻	Ⅰ-1
				茨3-湾3断鼻	
				新开断鼻	
				榆树台披覆	
				海外河披覆	
				大洼鼻状	
		茨榆坨断裂构造带	202	茨5半背斜	Ⅰ-2
				茨6背斜	
				茨10断鼻	
				茨12断背斜	
				茨4断鼻	
				茨2断块	
		茨西洼陷	112		Ⅰ-3
	中央深陷带	桃园断背斜			Ⅱ-12
		大平房—荣兴屯断裂背斜带	108	大平房断背斜	Ⅱ-1
				荣兴屯断背斜	
		黄—于—热断裂背斜带	98	黄金带断背斜	Ⅱ-2
				于楼断背斜	
				热河台断背斜	
				红星断鼻	
				欧利坨子断背斜	Ⅱ-3
				小龙湾断鼻	Ⅱ-4
				铁匠炉断鼻	Ⅱ-5
				青龙台断背斜	Ⅱ-6
				牛居断背斜	Ⅱ-7
		二界沟洼陷	116	海口半背斜	Ⅱ-8
		驾掌寺洼陷	168	于50块	Ⅱ-9
		于家房洼陷	104		Ⅱ-10
		长滩洼陷	140		Ⅱ-11
	东侧陡坡带			油燕沟断阶	Ⅲ-1
				沟沿断背斜	Ⅲ-2
				三界泡地层超覆	Ⅲ-3
				房身泡半背斜	Ⅲ-4
				驾东断阶	Ⅲ-5
		头台—沈旦堡断阶带	44	头台断块	Ⅲ-6
				沈旦堡断块	
				旦5块	
		界东洼陷	128		Ⅲ-7

续表

一级构造	亚一级构造带	二级构造带	面积 (km^2)	局部构造	编号
大民屯凹陷	西部斜坡带	网户屯斜坡带	104		Ⅰ-1
	中央深陷带	前进断裂背斜构造带	104.5	大民屯断背斜	Ⅱ-1
				大古城子鼻状	
				腰岗子半背斜	
				前当堡半背斜	
				偏堡子构造—岩性	
		静安堡断裂鼻状构造带	193	沈 95 块断鼻	Ⅱ-2
				沈 84 块断鼻	
				胜 17 块断鼻	
				沈 21 块断鼻	
				安 36 块断鼻	
				静一块断鼻	
				曹西断块	
		荣胜堡洼陷	102.5	偏堡子南背斜	Ⅱ-3
				泥岩刺穿	
		安福屯洼陷	16		Ⅱ-4
	东侧陡坡带	法哈牛断阶带	53	法哈牛断鼻	Ⅲ-1
				韩三家子断鼻	
				曹台地垒	Ⅲ-2
		三台子洼陷	96	古城子半背斜	Ⅲ-3
沈北凹陷					

第五节 构造类型、成因及分布规律

一、构造类型

下辽河坳陷基底结构非常复杂。由于拉张断裂活跃，所以重力构造作用显著。受断裂纵横切割及凹陷呈箕状北东方向展布的结果，促成构造类型、成因及空间分布具有一定的规律性。盖层构造受基底控制上下符合性好。根据构造的形态特征、发育时期和控制因素等可以归纳成基岩构造和盖层构造两大类型。

- 基岩构造
  - “侵蚀残山”
  - 断块山
    - 单断山
    - 双断山
  - “火山堆积山”
- 盖层构造
  - 与基岩有关的构造
    - 断裂鼻状构造
    - 披覆构造
  - 与重力滑动有关的构造
    - 滑动背斜构造
    - 滑动挤压背斜构造
    - 滑动断阶
  - 与塑性拱张作用有关的构造——泥拱和刺穿构造
  - 与沉积作用有关的构造——砂岩体差异压实构造

具体分类见图 1-4-11 及表 1-4-5。

二、构造成因及分布规律

1.基岩构造（潜山）

根据下辽河坳陷区域地质结构特征，所谓潜山，系指被下第三系覆盖的古山头。有中生界、古生界、元古界和太古界组成的潜山。

按照潜山的成因、分布规律、含油地层内幕及储集层等可以分成三种类型：

(1) 侵蚀残山　曾经长期裸露地表的基岩经多期地壳运动的改造，遭受风化、剥蚀、淋滤、溶蚀等地质营力作用，形成山峦起伏的古地形。盆地发育早期属于大型凸起的一部分，在盆地深陷期，凸起再次解体，它们相继没于水下，而形成潜伏的侵蚀残山。主要分布于凸起的倾没部位和凹陷的陡侧。如兴隆台、海外河等潜山。

(2) 断块山　基岩断块沿着大的断裂抬升而形成的潜山。靠近大断裂一侧很陡的断崖，另一侧一般是比较平缓的斜坡。根据断层发育的情况，又可以进一步分成单断山和双断山。

1) 单断山：这类断块山一侧为反向正断层，另一侧为斜坡或鼻状构造，往往形成断裂鼻状潜山带。这些潜山带主要分布在大民屯凹陷、西部凹陷的西侧斜坡部位，如曙光潜山、大民屯—前当堡潜山等。

2) 双断山：这类断块山，其两侧受倾向相反的基底断裂控制，为地垒状，一般分布在靠近大的基底断裂附近或斜坡的上倾部位。如曹台潜山、茨榆坨潜山及欢喜岭潜山等。

(3) 火山堆积山　由火山岩堆积而成的潜山。此外，按照潜山的形态，可以划分为坡上山（基岩斜坡的上倾方向被反向正断层断落而形成带状山头）、断鼻山（基岩鼻状隆起的上倾方向被反向正断层断落）、断阶山（两侧为同倾向正断层断落）、地垒山（两侧为倾向相反的正断层断落等）。

表 1-4-5　下辽河坳陷局部构造类型划分表

局部构造编号 类型 / 凹陷凸起	盖层构造							基岩构造			
	与基岩有关的构造		与重力滑动有关的构造			与塑性拱张有关的构造	与沉积作用有关的构造	侵蚀残山	断块山		火山堆积山
	断裂鼻状构造	披覆背斜构造	滚动背斜构造	滑动挤压背斜构造	滑动断阶	泥拱或刺穿构造	砂岩体差异压实构造		单断山	双断山	
西部凹陷	高升①	兴隆台⑥	清水⑧		冷东㉒		冷35~冷40	曙光⑮	高升⑭		齐家⑱
	曙光②	马圈子⑦	双Ⅰ号⑨		牛东㉓		洼16	盘山⑯	欢喜岭⑲		
	欢喜岭③	牛心坨⑫	双Ⅱ号⑩					杜家台⑰	西八千⑳		
	齐家④		双南⑪					兴隆台⑳			
	西八千⑤										
	鸳鸯沟⑬										
东部凹陷	大湾①	油燕沟⑬		牛居④	佟二堡㉖			茨榆坨㉔			
	董家岗②	沟沿⑭		青龙台⑤	驾掌寺㉗			海外河㉕			
	茨榆坨③	榆树台⑮		房身泡⑥	沈旦堡㉘			三界泡㉒			
	三界泡⑦	海外河⑯		欧利坨子⑧				油燕沟㉓			
	荣兴屯⑫			热河台⑨							
				黄金带⑩							
				大平房⑪							
				小龙湾⑰							
				于楼⑱							
				桃园⑲							
				红星⑳							
				铁匠炉㉑							
大民屯凹陷	静安堡①	前进③				荣胜堡⑫		前进⑥		曹台⑧	
	法哈牛②	东胜堡④						东胜堡⑦			
		边台⑤						静安堡⑨			
								法哈牛⑩			
中央凸起								富家①			

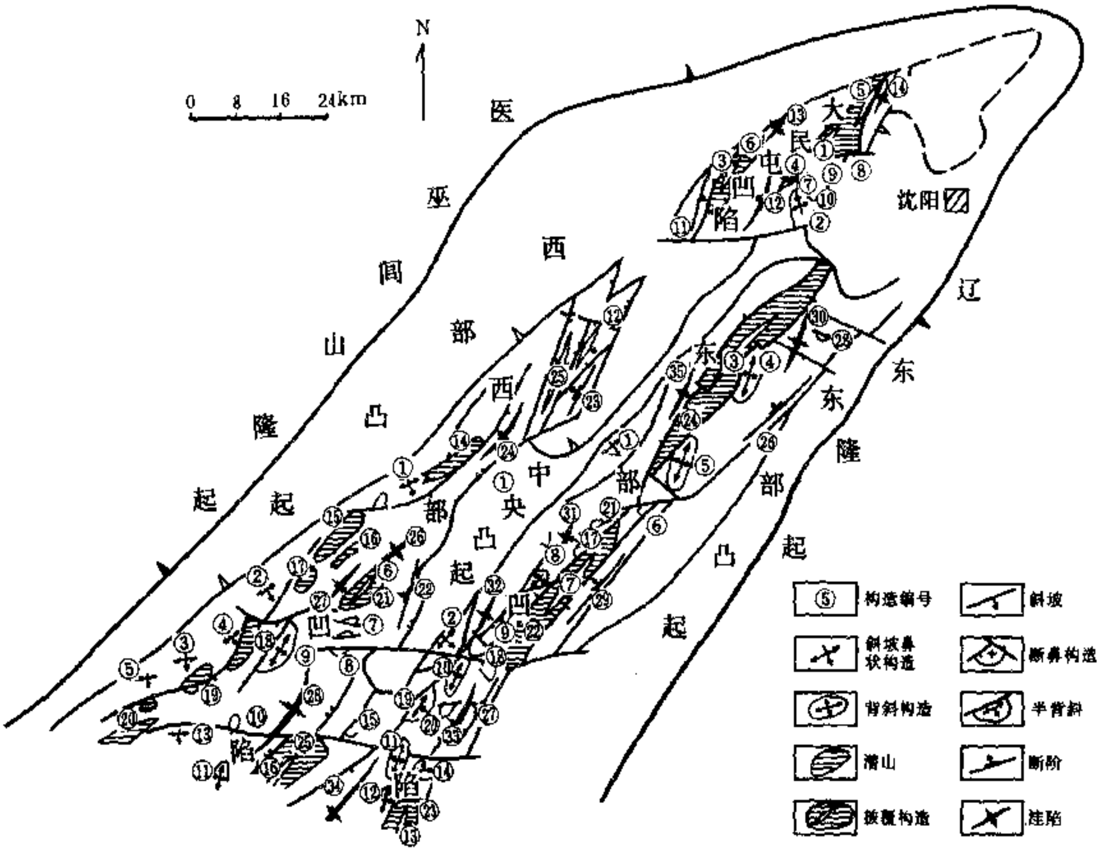


图 1-4-11 下辽河坳陷局部构造类型图

(局部构造名称见表 1-4-5)

按照潜山的内幕构造，已发现有单斜山（西部凹陷曙光潜山、杜家台潜山）及向斜山（大民屯凹陷静北石灰岩潜山）等。背斜山目前尚未发现。

按照组成潜山的岩性，有碳酸盐岩山（中、上元古界）、石英岩山（中、上元古界）、变质岩山（太古界）及火山岩山（中生界）等。

总之，由于下辽河坳陷前第三系基岩断块活动剧烈，下第三系向基岩超覆现象广泛，潜山分布比较普遍，尤其是第一序次呈北东走向的西倾正断层，多是基岩断层，形成了成排的潜山带。

2.盖层构造

下辽河坳陷盖层构造主要受拉张断层的影响和基岩起伏的控制，产生不同型式的重力构造类型，多数构造上下继承性明显，只有少部分构造受张扭性断层影响表现为明显的拖曳褶皱。盖层构造可归纳成以下几种类型。

(1) 与基岩隆起有关的构造

断裂鼻状构造：周边基岩隆起伸到凹陷内部，由于起伏不平，在坳陷发育过程中，上覆的盖层形成鼻状构造，后经断裂切割，多形成断裂鼻状构造带。如西部凹陷西斜坡自北而南受三个基岩古隆起的影响，形成了高升、曙光、欢喜岭三个断裂鼻状构造带，由一系列宽阔平缓的大小不等的断鼻构造组成。又如东部凹陷的大湾鼻状构造，大民屯凹陷的法哈牛断裂鼻状构造等。这些断裂鼻状构造带主要分布在各凹陷的东西两侧。

披覆构造：在古地形隆起的侵蚀面上不断沉积新地层，地层沉积过程也就是古地形填平

补齐的过程。由于古地形隆起，顶部沉积比翼部薄，通过成岩过程中的差异压实作用，而形成了披覆构造。如坳陷基底受西倾断裂切割，形成许多断块山，在坳陷沉降过程中，下第三系超覆，披覆其上，即可形成披覆构造。兴隆台、海外河、东胜堡等浅层构造均属此类构造。

(2).与重力滑动因素有关的构造

滚动背斜构造：在斜坡向洼陷转折部位或隆起向洼陷倾斜的翼部，同生断裂比较发育。断裂与沉积或堆积同时发生、发育，受重力滑动产生逆牵引现象，形成与断裂伴生的构造。如双台子滚动背斜构造。

滑动挤压背斜：在重力作用影响下，由于侧向运动产生的表层褶皱构造。它们位于凹陷深陷部位，在两条断裂夹持之下，其下降盘沿着断裂面下滑的时候，受侧向挤压力而形成的背斜构造，如东部凹陷北部的牛居、青龙台构造。

滑动断阶：凹陷与一侧凸起接触部位，经常被一组近乎平行的断裂所切割，在断裂的下降盘，由于重力作用产生了岩体滑塌，并夹持在断裂带内，不同部位其接触关系不同，有断有超。多分布在凹陷的陡侧。如西部凹陷冷东断阶带。

(3) 与塑性拱张作用有关的构造　这种构造主要分布在膏盐、软泥层发育的凹陷中。受重力作用，在差异压实及侧向挤压力作用下，容易产生塑性形变，沿着沉积层薄弱的地方上拱，形成泥拱或刺穿构造。如大民屯凹陷荣胜堡洼陷中的泥岩刺穿构造。还有受形成第三序次断裂的张扭力影响而形成的一些拖曳褶皱，分布在一些第三序次断裂面附近，褶皱轴向与断裂面呈锐角相交，例如马圈子东营组构造等。

(4) 与沉积作用有关的构造　主要是与砂岩体有关的压实构造，由于沉积物在平面分布上砂泥质比例不同，相应的在成岩过程中其可压缩性也必然存在差异，因此在砂泥质比值高的地区就容易形成这种差异压实构造，如大民屯凹陷偏堡子的沙河街组三段鼻状构造。

坳陷内除以上构造类型外，在基岩隆起的围斜及斜坡部位能形成宽阔的不整合带，如西部凹陷西斜坡具有早期超覆、晚期退覆的特点，这些部位能形成各种类型的地层圈闭，因此下辽河坳陷地层圈闭也比较发育。

在具有三分（斜坡带、深陷带、陡坡带）结构的凹陷中，每个部分的构造（如圈闭）在纵向上都有自己特征的圈闭组合和分布规律，因此，可以建立起下辽河坳陷构造及圈闭类型模式，如图 1-4-12 所示。

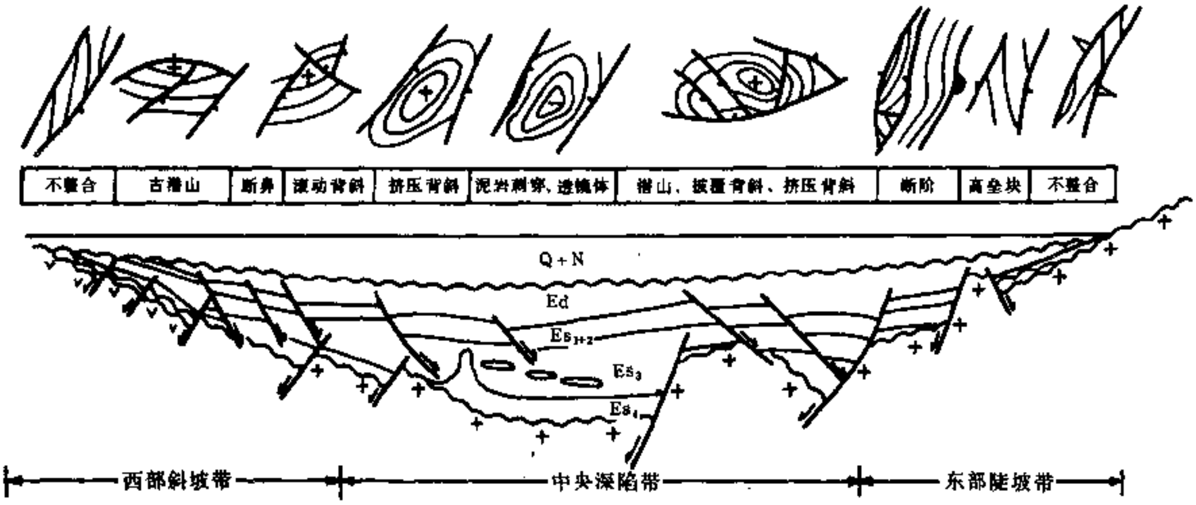


图 1-4-12　下辽河坳陷圈闭类型模式图

各构造层不同类型的构造在纵横向上的配置关系可归纳如下：

1）斜坡带：基岩埋藏浅，对盖层圈闭的形成有明显影响，主要形成潜山、地层不整合、断鼻及滚动背斜圈闭。

2）深陷带：是构造圈闭和岩性圈闭均发育的地区。基底有潜山。盖层构造包括各种类型的背斜构造，泥岩刺穿构造，砂岩差异压实构造。

3）陡坡带：主要发育断阶、断块、地层超覆和断鼻，局部地区深层有潜山存在。

第六节　火　山　岩

多期火山岩喷发，是下辽河坳陷构造活动的重要特征。在归纳和分析了坳陷内有关火山岩资料后不难看出，不同凹陷在火山喷发的时间和强度上有一定差异，并且喷发时间和空间分布有明显的规律性。

一、火山岩在时间、空间上的分布特点

1.火山喷发特征

晚侏罗世时，在地壳张裂的过程中，伴随大规模的火山活动，在北东向与北西向两组主干断裂的交叉部位，形成大型火山锥。岩性有安山岩、流纹岩、英安岩、粗面岩、凝灰岩、火山角砾岩等中酸性火山岩夹少量玄武岩，厚度可达1000米以上。早第三纪初期，古新世至始新世，由于第一序次断裂活动比较强烈，发生大规模的火山活动，在三个凹陷都堆积了较厚的火山岩，为碱性玄武岩，是坳陷内第三系底部的岩层。渐新世至中新世，受第二、第三序次断裂活动影响，火山喷发十分频繁，具有多期、多次性的特点，以裂隙的方式喷溢为主。均属碱性玄武岩。第三纪的火山活动共有6个主要时期，其中早第三纪五期，晚第三纪一期。由老至新是高升期、曙光期、热河台期，黄金带期、桃园期和大平房期。在东部凹陷最为完整。

2.火山岩平面分布

下辽河坳陷火山岩的平面分布受北东向断裂的控制，分布的位置大都在北东向断裂的两侧。其厚度变化较大，除受断裂规模控制外，还与火山喷发时的古地貌有密切关系（图1–4–13）。

西部凹陷高升期的玄武岩分布最广，面积达1200平方公里，占凹陷总面积的52.2%。沙河街组三段火山岩仅在曙70—曙90一带见到，而且很薄，其它地方没有发现。在凹陷西南端的欢喜岭地区，锦24、45、47等处沙河街组一段沉积末期的火山岩有较大面积分布。

大民屯凹陷大部分地区都有高升期火山岩分布。北部沈51井附近沙河街组一段有少量的火山岩，静安堡地区有零星的热河台期、桃园期火山岩分布。

东部凹陷火山活动最为强烈，活动期次多，延续时间长，火山岩分布层位广泛。从古新世至中新世依次分布了各期的玄武岩，是下辽河坳陷最典型的火山岩发育区。其分布层位自凹陷中部向南北两端渐次变新。

从上述三个凹陷内火山岩的平面分布情况可以看出，它们既有共性又有差异性：

共性：三个凹陷古新世都有大面积高升期火山活动。这些火山岩是沿着断裂两侧分布的，下降盘的厚度远远大于上升盘的厚度，远离断裂则厚度减薄得很快。如：位于断裂下降盘的高古1井火山岩厚度大于1100米，而远离断裂的高2井只有184米。高3井一带只有250～300米；又如位于断裂下降盘的小3井火山岩厚1123.31米未穿，而上升盘的界1井只

有 641 米。各凹陷的岩性特征、厚度变化规律相同。

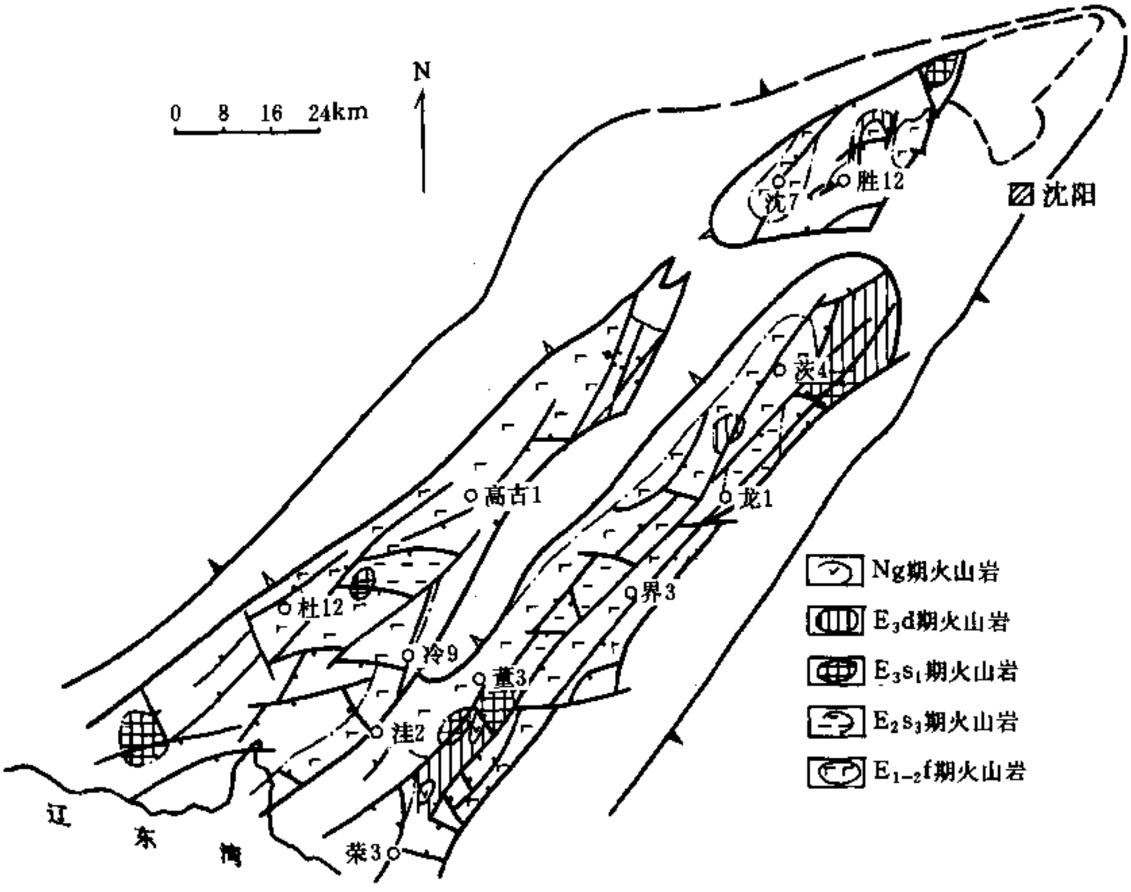


图 1-4-13 下辽河坳陷火山岩分布图

差异性：主要表现在渐新世至中新世，西部凹陷和大民屯凹陷火山活动明显减弱，分布局限。而东部凹陷则不然，这个时期，不仅火山活动频繁，活动时期长，分布广泛，从沙河街组三段至馆陶期，火山岩的分布由凹陷中部向东北、西南方向转移，层位变新。也主要沿基岩断裂分布，断层附近厚度大，向两侧减薄。多为薄层状，说明东部凹陷在这个时期断裂活动中心由中部向南北两端逐渐转移。

3.火山岩的岩性特征

晚侏罗世或白垩纪初，中国东部发生了以中—中酸性安山岩、流纹岩、火山碎屑岩和熔岩等岩浆的剧烈喷发。在坳陷发育的全盛时期，岩浆活动明显比以前逊色，但是，岩浆的成分明显地转变为偏碱性的玄武岩，似拉斑玄武岩和玄武岩，甚至伴有含金伯利岩的偏碱性浅层超基性岩。以上火山岩岩性特征是中国东部各盆地新生代火山岩所具有的普遍特征。

据钻探资料，下辽河坳陷火山岩的岩性是以黑色和灰黑色玄武岩为主，夹辉石玄武岩、橄榄玄武岩。从玄武岩分析资料中的 SiO_2 对全碱（Na_2O+K_2O）变异图解，可以根据 SiO_2 饱和程度和碱性程度的不同，划分碱性玄武岩和非碱性玄武岩。划分的主要依据是 SiO_2 对全碱（Na_2O+K_2O）的关系。结果认为坳陷的第三纪玄武岩为碱性玄武岩。在此基础上对古新统玄武岩段岩石化学特征进行了分析，经采用欧文等（1971）用以区分碱性玄武岩、非碱

性玄武岩的界线（图 1—4—14）。

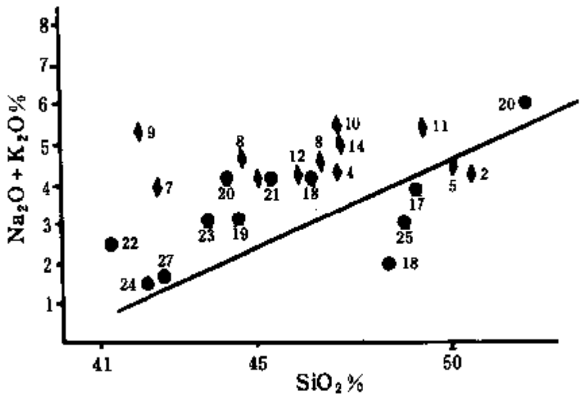


图 1—4—14 SiO_2 对（Na_2O+K_2O）变异图解
（据欧文等，1971）

从图上可以看出，绝大部分点子投影于碱性玄武岩区，与所计算的里特曼指数（里特曼指数 σ 是指 Na_2O+K_2O 与 SiO_2 之间的关系。公式是 $\sigma=\frac{(Na_2O+K_2O)^2}{SiO_2-43}$，指数越大碱性越强，当 $\sigma>3.3$ 就为碱性玄武岩）基本相吻合。因此，化学成分分析结果亦属碱性玄武岩。这一点与中国东部盆地新生代火山岩十分相似。坳陷中新生代各个不同时期火山岩的具体岩性如表 1—4—6 所示。

4.火山岩与油气的关系

下辽河坳陷火山岩活动比较强烈，但同时火山岩又含有一定数量的油气，二者间的关系是很复杂的。火山活动对油气的生成的聚集有哪些利弊？现在的研究和认识还很不够，初步看来由于下辽河坳陷第三纪的火山活动多在各期油气生成之前，所以总起来说，火山活动对油气的生成和聚集利大于弊。具体有以下几点：

①由于火山岩喷溢的多期性与多次性，使它们在坳陷内分布面积广、厚度大、造成释放热量大，在一定范围和一定时期内，起到提高地层温度的效果，有利于生油岩有机质的成熟和向烃类转化。

②玄武岩产状主要为岩被式，成层性好，可成为油气藏的良好盖层。如曙光潜山油藏、欢喜岭油田锦 45 断块地层岩性构造油藏。

表 1—4—6 下辽河坳陷第三纪火山岩特征表

地层＼项目	层位		岩性
上第三系	馆陶组		黑色玄武岩
下第三系	东营组		黑色玄武岩，辉石玄武岩
	沙河街组	一段	黑色玄武岩
		二段	灰黑色玄武岩
		三段	灰黑色玄武岩、安山岩
		四段	灰色玄武岩、紫红色凝灰岩
	房身泡组（沙四可疑段）		黑色橄榄玄武岩

③当火山岩层受到风化或构造作用，形成较发育的裂缝和孔隙，并与外界油源连通的情况下，亦可成为良好的储集层，如组成兴隆台潜山上部油藏，热 24 井、曙 74 井玄武岩裂缝油藏。

④由于火山岩多为岩浆沿断裂在水下喷溢形成，占据了沉积空间，在火山岩分布广泛而巨厚的地层中，相应地作为储集层的砂质岩和生油层的泥质岩就不很发育，特别在多期火山活动的东部凹陷这一现象比较明显。

⑤分布范围广的厚层火山岩的存在，对地震波的反射有屏蔽作用，使野外施工得不到理想的地震反射资料，常常出现空白带，不利于认识地下地质情况。

至于火山活动对油气藏的直接破坏作用，目前尚未发现。

第七节　下辽河坳陷形成机理及其演化

60年代后，板块构造理论影响到地学界的各个领域，特别是近年来板块理论不断地发展，将此理论应用到地质方面的研究成果逐年在增加，我国的地学界对于三叠纪之后中国许多陆相含油气盆地的成因及其与板块运动的关系，提出了许多见解，其中包括中、新生代以来郯庐断裂带的性质和成因机制问题。1981年以来，运用板块观点解释下辽河坳陷的成因机制和演化史的文章也有一些，归纳起来有以下主要认识：

下辽河坳陷是上地幔隆起，地壳上拱拉张的产物。根据坳陷狭长的地貌地质特征、以正断层为主的断裂系统、区域性浅层重力负异常、频繁的火山活动、较高的地温场等特征，认为下辽河坳陷是自燕山运动开始、以第三纪沉积物为主、在引张区域应力场作用下形成的裂谷型盆地，属于古板块隆起带上的裂陷型裂谷带。它的形成和发展可以划分为三个时期：即裂谷引张期（张裂期）、深陷期、收敛期（或缝合期）。见图1-4-15。

一、裂谷张裂期成因机制和基岩单面山的形成

张裂期以水平拉张运动为主，重力引起的垂直运动较弱。

根据裂谷的走向、断裂性质、火山岩分布的方向性和地温场的特征，认为本区张裂期存在一个最大张应力为北西方向、最大压应力为北东方向的应力场。

这一应力场是太平洋板块向欧亚板块俯冲的过程中，一方面引起欧亚板块内部，特别是地壳结构发生变化，形成一系列地幔隆起带和地幔坳陷带，另一方面引起中国东部开始向东蠕散，在地幔隆起带上产生了局部拉伸应力场（图1-4-16）。

1.深部地壳结构与北西方向拉伸应力场的关系

根据重力延拓资料，证实在本区深部有一个南起营口、北至沈阳的上地幔隆起带。又据人工爆破和海城天然地震后的余震测得，在地幔隆起带上又有较窄的地幔突起带，位于海城—营口一带，地壳最薄，一般小于30公里，走向北东。

上地幔隆起是太平洋板块俯冲挤压、地幔物质上涌的结果，地幔物质上涌的过程中对地壳形成垂直的拱力，使辽河地区古老基岩上升拱起，前中生界遭到强烈剥蚀。随着地幔隆起幅度增大，上拱力增强，在地幔隆起带的顶部形成北西向的局部拉伸张力，沿隆起带的轴部开始张裂，形成一组以北东方向为主的锯齿状张断裂，其锐角指向北东，钝角指向北西，这就是下辽河裂谷北东向或北北东向地壳断裂形成的基本原因。

2.大陆板块向东蠕散运动

这主要是大洋板块运动速度的变化和大洋板块在俯冲带脱落的结果。下辽河地区向东的蠕散运动，从上地幔形态可为证据。根据物理现象，双层物质发生相对运动时，其可变形态表现为波状，而下层物质的波状陡坡指示上层物质的前进方向，例如风成沙丘等。地壳和上地幔也可看作是双层形态可变物质，地幔隆起的形态是它们相对运动的结果，而下辽河坳陷上地幔隆起具有明显的西缓拉东陡的不对称性。据此推断下辽河坳陷地壳是向东推移蠕散的。这种蠕散运动加大了北西方向的拉张力，使原始的北东向地壳深断裂进一步拉开，这就是裂谷形成的起始断裂，而北西向断裂和拉张方向基本平行，以水平错动为主，具有转换断

层的特点。因此，下辽河坳陷边界地壳深断裂按北东方向雁行排列，并逐渐拉开形成裂谷。

水平拉张运动，对前第三纪地质体具有继承和改造作用。如西部凹陷在第三纪时的位置要比中生代断陷明显东移，北东向断裂的走向和倾向与中生代断陷东翼的断裂系统基本一致。新生代断裂主要表现为继承，即发生一系列西倾主断层，形成抬斜断块带，断层的上升盘形成单面山，下降盘形成谷地。东西凹陷之间，新生代深断裂和中生代断裂走向一致，倾向相反，因此对中生界及前中生界地质体的改造作用增强，除形成单面山外，还形成地垒潜山带，如茨榆坨、三界泡潜山等。总之张裂期的断裂构造运动特点是形成一系列基岩单面山。

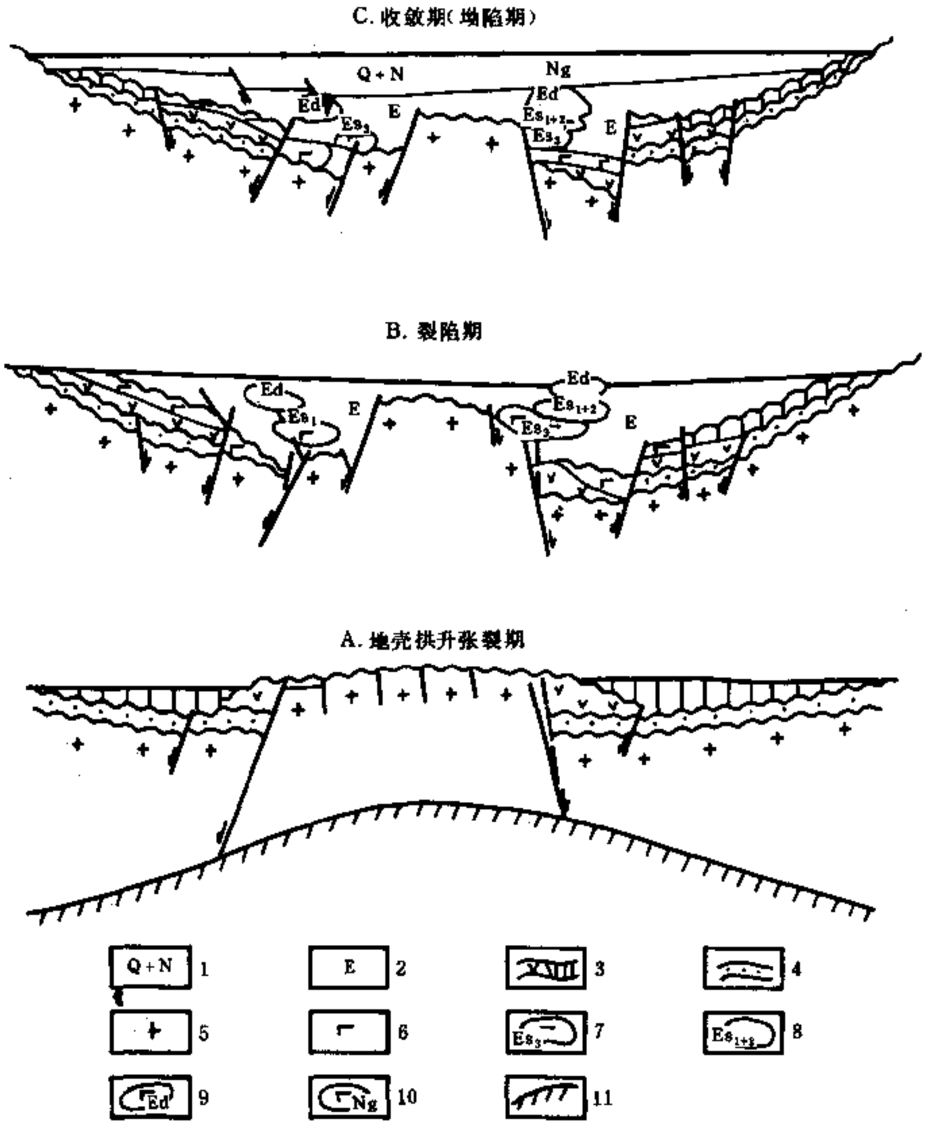


图 1-4-15　下辽河坳陷演化阶段示意图

1—上第三系和第四系；2—下第三系；3—上侏罗系和白垩系；4—古生界；5—花岗质地壳；6—$E_{1-2}f$期火岩；7—E_2S_3期火山岩；8—E_2S_{1+2}期火山岩；9—E_3d期火山岩；10—Ng期火山岩；11—上地幔隆起

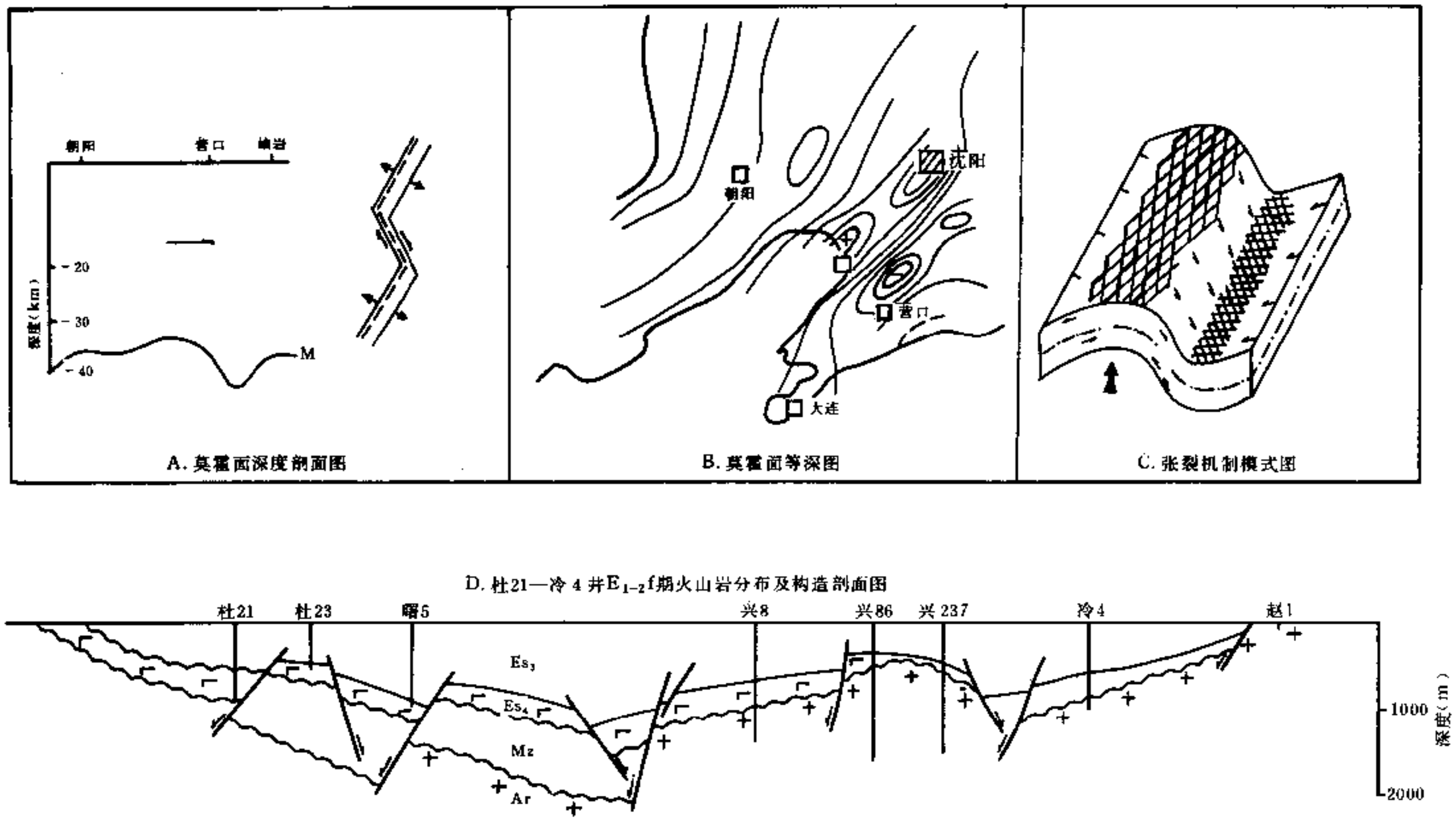


图 1-4-16 下辽河裂谷张裂期形成机理图

张裂时期火山活动十分强烈，沿断裂喷发或溢出大量的岩浆，形成巨厚的火山岩带，如广布三个凹陷的房身泡组玄武岩。并沉积了以浅水环境为主的粒屑石灰岩和油页岩，钙质页岩和断陷边部的小型三角洲沉积，含有浅水广布型介型类，如南星介、美星介等。

二、裂谷深陷期成因机理和同生构造

裂谷拉张之后，频繁的火山喷发和深部热能向上对流，引起本区地壳深部重力和热能的不平衡状态，地壳在重力均衡作用下，沿早期的和新产生的张裂面垂直滑动，不断张裂，不断深陷，使裂谷进入以张裂深陷为主的深陷阶段。

下辽河地区上地幔隆起区的东侧，为一北东向的地幔凸起带，所以大断裂往往发生在裂谷的东侧。断裂以东为地幔坳陷区，地壳厚度达 38～40 公里；以西为地幔隆起区，地壳厚度小，一般 32～34 公里，最薄 28～29 公里，造成大断裂两侧重力状态不同，在重力代偿作用下，地幔隆起区下陷形成谷地，地幔坳陷区地壳拱起形成裂谷肩部，这样就使下辽河裂谷内各凹陷形成了东陡西缓的不对称地堑（图 1-4-17）。

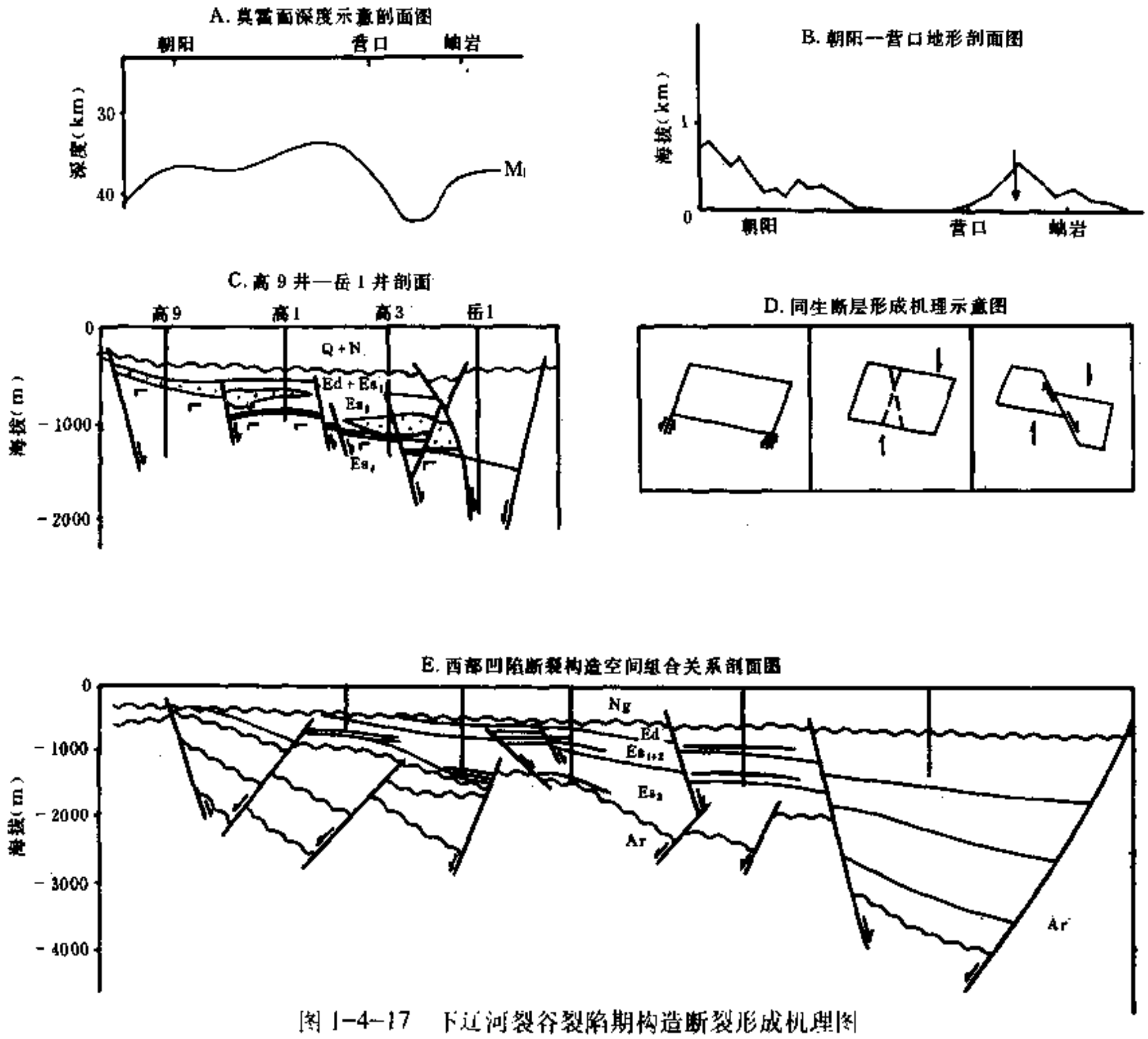


图 1-4-17　下辽河裂谷裂陷期构造断裂形成机理图

在不对称地堑形成和发展过程中，西抬东陷逐渐加剧。随着沉积物的加厚，上覆地层压力加大，另外由于断陷的不对称性，在潜山顶部沉积厚度较薄，下倾部位沉积较厚，在重力作用下，容易产生倾向与地层倾向一致的滑动断层或沿基岩潜山面的斜坡滑动。这组同生断

层是不对称地堑裂陷期发育的产物。在同生断层和早期西倾断裂的作用下，在裂谷内部分割成垒堑相间的构造格局。这类同生断层发生的时间虽然不同，但大都发生在沙河街组三段、沙河街组一段和东营组二段沉积的中晚期，即裂陷的中晚期。

裂陷期的主要特征是盆地基底陷落速度大于沉积速度，湖水深而广，出现深水湖盆特有的地方性窄布型介形类，沉积了以巨厚暗色泥岩为主的生油岩系，同时由于裂谷基底坡度大，沉积物容易滑塌，部分地区形成了滑塌浊积岩。

三、缝合期（或收敛期）的成因机理和扭动构造的出现

东营组沉积末期，下辽河裂谷进入缝合期，湖盆水域显著缩小，主要沉积了红黄色砂砾岩，杂色泥岩和炭质页岩等。

受太平洋板块和印度洋板块对中国大陆联合作用的影响，这个时期裂谷活动的力学性质，由引张逐渐转化为张扭或局部地区的压扭。

渐新世晚期（0.4 亿年前）太平洋板块运动的方向由原来的北北西向改变为北西西向，使中国东部东西向挤压力增强，蠕散运动减弱，导致太平洋板块反时针方向活动，中国大陆相对北移，呈顺时针扭动，构成了以北东东向挤压为主的应力场，和现代海城地震的应力场相类似。

渐新世晚期下辽河裂谷的扭动构造是以北东向断层右移扭动为主，产生一系列与北东向断层呈锐角（50°～30°）相交的拖曳褶皱和次一级的北西向及近东西向两组剪切面（图 1-4-18，19）。

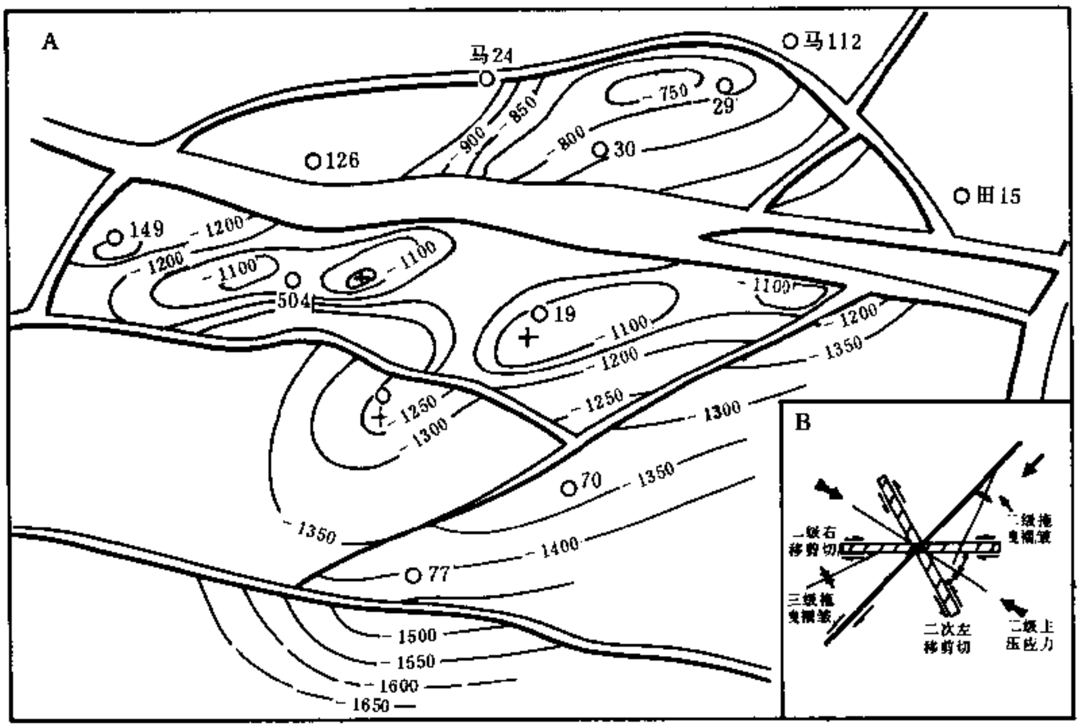


图 1-4-18　东营组沉积时期右移扭动雁行褶皱（A）和形成机制（B）

（东营组等厚线，m）

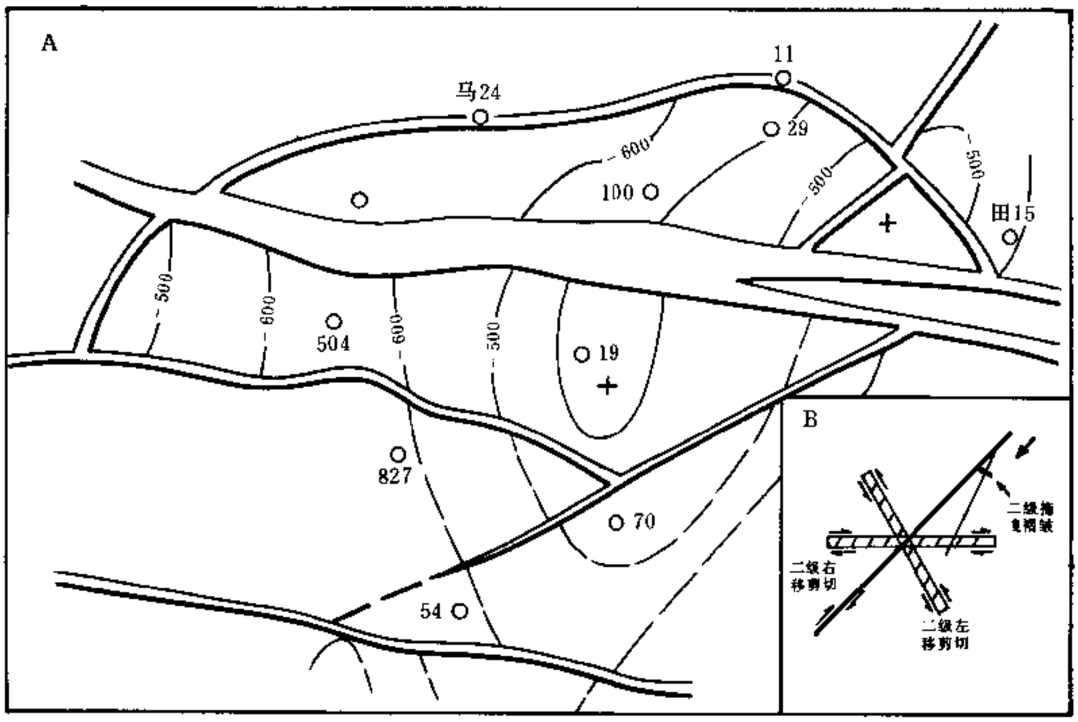


图 1-4-19　东营组沉积时期右移扭动断层错沙河街组一段沉积时期古构造（A）和形成机制（B）图

（沙河街组一段等厚线 m）

次一级剪切面又产生新的构造形迹，归纳起来有四种构造形迹：

①与一级断层北东方向锐角相交的雁行褶皱。如西部凹陷的兴隆台、双台子、鸳鸯沟等构造带，褶皱轴与断裂交角小于 30°，东部凹陷大平房、黄金带等构造带组成雁行拖曳褶皱带。

②产生两组剪切断裂，即北东东（近东西向）和北西西向两组断裂。这两组断裂横切早期断裂。如大洼断裂被东营组沉积晚期近东西向断裂右移错开；东部凹陷的北东向断裂被北西向断裂向左平移错开。

③二级剪切断裂产生一组新的拖曳褶皱。在二级剪切断裂平移过程中，同时产生三级压应力和相应的三级拖曳褶皱。三级褶皱轴和二级剪切断裂锐角（5°～30°）相交，如马圈子地区。

④早期构造被新的剪切断裂错开，并被新构造改造。

由于后期断裂的平移，早期构造被错开的现象很多，古构造错动方向和断层的扭动方向一致。如双台子构造带褶皱轴被一组近东西向断裂右移错开。

上面对下辽河裂谷形成和发展的成因机理及主要地质特征作了论述，从整个地质历史和演化特征来看，裂谷本身具有多旋回性和衰减性两大特点：

(1) 裂谷演化的旋回性　下辽河裂谷经历了三个沉积旋回。第一旋回包括沙河街组四段和三段两个沉积发育期，第二旋回为沙河街组二段及沙河街组一段沉积发育期，第三旋回为东营组沉积发育期。每一个旋回都是从张裂开始经过沉陷到衰退的过程。每一旋回的第一阶段代表了该旋回的引张阶段（沙河街组四段、二段、东营组三段），断裂活动较强，而且不

同程度地发育着地壳深断裂，伴有强烈的火山喷发；湖盆水域较浅，沉积物以粗碎屑或粒屑石灰岩、油页岩等浅湖相为主，生物以广布型浅水生物为主。每一旋回的第二阶段（沙河街组三段、一段中、下部，东营组二段）是裂谷深陷阶段，为裂谷发展相对宁静阶段，湖盆水深，火山活动相对减弱，沉积物以巨厚的生油岩和滑塌浊积岩为特征，古生物以深水窄布型介形类为主。旋回的第三阶段（沙河街组三段上部、一段上部、东营组一段）为裂谷收缩阶段，以扭动作用为主，湖水显著收缩，水域面积小，火山活动较弱或基本停止，沉积了以沼泽相杂色砂、泥岩为主的地层，以沼泽拟星介为主的指相化石比较发育。

(2) 裂谷发展作用的衰减性　在裂谷演化过程中，三个旋回发展的强弱和性质不完全一样，自第一旋回到第三旋回无论从断裂规模、火山活动、沉积相带和生物种属都有很大的区别，但总的看来，是表现了由强到弱的过程即衰减特征。

就不同旋回同一发展阶段来看，也是第一旋回强，如三个旋回的深陷阶段（沙河街组三段、一段中下部、东营组二段）相比较，第一旋回的深陷阶段裂谷湖盆最深，水域最大，二、三旋回依次减弱。以后的旋回亦是如此。其沉积物也是第一旋回最典型，在湖盆深水区浊积岩最发育。二、三旋回浊积岩被三角洲砂体所代替。生物生态特征也以沙河街组三段最有代表性，大量地区性种属的介形类也主要出现在前面两个旋回中。因此，就收敛期来讲，第一旋回的收敛阶段仅仅表现为水域稍有缩小，岸线向湖盆中心迁移，而第三旋回第三阶段裂谷则完全收敛，以陆上沉积为主，裂谷生命终止，从中新世开始，盆地进入以区域重力补偿为主的坳陷阶段，盆地性质发生了根本的变化。

综上所述，可以认为下辽河裂谷形成机制比较复杂，尽管目前已经作了一些研究，但都是处于探索阶段。随着勘探工作的深入，对下辽河坳陷的成因机制将会有更完美的解释。

第八节　构造与油气分布的关系

下辽河坳陷地质结构复杂，具有各种类型的凹陷和二级构造带，各种不同时代和级别的断裂系统，多套生储盖组合和含油层系，多种多样的油气藏类型。勘探实践已证实该坳陷具有独特的石油地质特点，油气的分布和聚集与构造有密切的关系。

前面已经指出，坳陷内新生界以下的基底结构复杂，高差大。由于基底断裂的活动，造成坳陷内多凹多隆的面貌。受中央凸起的分割，坳陷被分割成三个不同结构形式的独立凹陷。断裂不仅控制了凹陷，也控制了生油洼陷的形成，同时也控制了二级构造带的形成，造成了部分油藏形成的圈闭条件。后期断层又很少断到上第三系。这一事实表明，一方面可以造成油气纵向运移的通道，油气在纵向上的再分配和再聚集，也造成了平面上的分割作用。另一方面，油气保存条件又没有受到破坏。因此，辽河坳陷具备油气生成、运移和聚集的优越地质条件。

一、凹陷是独立的成油单元

下辽河坳陷的三个凹陷，由于边界断层的活动，长期处于分隔状态，只有局部地区在短时期内稍有沟通。因此，使各凹陷形成了独立的封闭成油体系。凹陷之间没有油气交换，各凹陷生成的油气就聚集在本凹陷内的圈闭中。因而各凹陷成为油气生成、运移和聚集的独立统一体，凹陷的油气资源丰富程度，决定了二级构造带油气富集的程度。

西部凹陷是一个长期发育的继承性凹陷，4套生油岩系均发育，其中沙河街组三段和一段两套生油岩系形成了巨厚的生油岩体，是一个油气资源很丰富的凹陷，生油母质类型以偏

腐泥的混合型为主，向深部演化变为腐泥型，生油潜力很大。

大民屯凹陷是一个早期发育晚期退缩的凹陷，沙河街组四段和三段生油岩系比较发育。凹陷面积虽然不大，但油气资源却很丰富。生油母质类型为混合型，生油潜力处于西部凹陷和东部凹陷之间。

东部凹陷是一个相对发育较晚的凹陷，非常狭窄，斜坡基底坡度很大，下第三系向上倾方向超覆很快。凹陷内又有三个较大的潜山和多期火山岩分布，造成沙河街组三段生油岩体积较小，生油母质类型又为偏腐殖的混合型，生油潜力较差，所以油气资源不如西部凹陷和大民屯凹陷。

对具有箕状特征的西部凹陷和具有双断型接触的不对称性的大民屯凹陷，由于凹陷回返的迟早和程度不同，含油层位具有由北向南、由西向东从老变新的变化规律。

二、斜坡和中央构造带是控制油气富集的地区

多期块断翘倾活动和多旋回沉积，使下辽河坳陷形成众多的构造和非构造圈闭。受基底和断裂控制。

众所周知，圈闭是形成油气藏的基础。所以圈闭分布的广泛性、分带性和多层次性必然决定了油气聚集与分布的广泛性和分带性。

坳陷在每个发育期中，随着构造的逐渐形成，油气也在不断地进行着运移和聚集。由于洼陷区承受较大的静压力，油气必然从洼陷中心向隆起较高的地区运移，从而靠近生油洼陷的各类圈闭势必成为近水楼台的油气富集地区。

凹陷内“早凹后抬”的缓坡是油气聚集最有利的地区。如西部凹陷的西斜坡，这个斜坡自油气生成以来，长期处于凹陷的相对抬高部位，是油气运移的主要方向，整个斜坡又比较开阔平缓，便于大面积聚集油气。

断块体翘倾活动结果形成的陡坡带，往往不单是一个断层面，同时又是一个超剥面。由于断层长期活动的结果，往往在其下降盘或断阶中形成好的构造-岩性油气藏及差异压实岩性油气藏。如冷东断阶带、海外河断阶带。

中央构造带处于凹中之隆，它们有着部位高、圈闭大、储集层好、油源充足等有利于油气富集的条件。东部凹陷表现更为突出，由于凹陷狭窄，受密集断层控制，中央构造带很窄，目前勘探实践证实，该凹陷油气资源大部分集中于中央构造带内。

第五章　下第三系沉积相

下辽河坳陷的沉积相研究经过多年工作已取得了一批成果，对早第三纪的坳陷性质、沉积演化过程、主要沉积体系的成因机制与分类以及相标志等问题都有较成熟的认识，为今后的油气勘探和复式油气藏的地质综合研究提供了沉积相方面的依据。

第一节　沉积相研究工作概况

下辽河坳陷的石油勘探全面展开以来，沉积相研究工作经历了从无到有，认识程度由浅到深的过程。

一、沉积相研究工作的阶段划分及主要认识

下辽河坳陷的沉积相研究工作大致经历了三个阶段。

1.第一阶段（1972～1978）

1972年以前，下辽河坳陷的沉积相研究工作基本上没有开展。1972年，正式将沉积相研究纳入油田区域地质研究的课题。研究初期，主要以岩芯为基础，着重沉积构造分析，在观察描述岩芯的基础上，分区编制了岩相—储集层综合柱状剖面图，初步划分岩相类型；以沉积旋回为基础，全区进行地层对比，确定剖面类型，了解岩相厚度变化，编制岩相古地理图件；此外还做了少量井的重矿物组合分析和岩块成分的鉴定工作，并编制了相应的图件，以判断物源方向；进行储集层参数的统计及储集层分布图的编制，初步确定储集层类型，认识储集层发育特征及其控制因素。在此基础上完成了"下辽河坳陷沙河街组第一段岩相古地理及储层分布"（1972年9月）的专题研究，明确指出这些砂岩为河湖相沉积物，初步认识砂体发育的控制因素。

1973～1976年间，在兴5井和兴44井沙河街组三段上部的岩芯中，发现在大套暗色、质纯深水相泥岩中夹有粗碎屑的砾岩和砂砾岩。深水环境中出现粗碎屑现象，难以用碎屑搬运机械分异的理论解释，因此开始了对其成因机制的探讨。在此期间，中国科学院贵阳地化所、北京地质研究所等单位与油田协作进行研究，基本确认了下辽河坳陷浊积岩的存在。由于当时资料十分有限，全面、系统地阐述下辽河坳陷的浊积岩系的特征尚为时过早。

生态研究方面，研究对象为西部凹陷沙河街组二段（原一段下部），根据鉴定和重新整理的217块岩芯样品，对比了84口井的剖面并编制了相应图件，指出西部凹陷沙河街组二段富含古生物化石，大致可分为水生和陆生二类，其中水生生物占优势，以介形虫、腹足类和鱼类为代表，共计49个种属，埋藏方式为原地埋藏和异地埋藏。陆生生物主要为植物和孢子花粉，是由搬运而来的异地埋藏。结论是，该阶段为滨湖—浅相甚至半深湖环境，除主要为陆相淡水环境外可能存在非淡水的影响。气候具有温暖湿润的特征。

1974年对西部凹陷兴隆台油田做了较为详尽的解剖，观察了10口井共计757米长的岩芯，对比分析了200多口井的钻井地质剖面、标准测井、感应测井和横向测井等资料，对盆地周边地质概况作了短期考察。编绘了取芯井岩相柱状剖面图和砂体平面图（附岩相分区），沉积剖面图及沉积相栅状图等，还编制了沉积结构、构造图册。对上述资料进行综合

分析后，认为兴隆台砂体的物源来自东部的中央凸起，具有三角洲的沉积特征，自物源区向湖盆方向上分别划出下列相带：下部砂层分为山前冲积相、（水下）分支流河道前缘相、浅湖相；中部砂层分为山前冲积相、分支流河道相、河口沙坝相、湖湾及浅湖相；上部砂层明显变细，砂体范围变小，为湖滨沙坝相沉积。据此总结出兴隆台三角洲有如下特征：

①从中央山区生长出来的三角洲叶状体是由两个以上向东突出的分支流朵叶与向西凹插入的分支流湖湾所组成。

②下砂组物源主要来自中央山区，其次来自西部山区；上砂组的物源主要来自西北方向。根据对下砂组岩块成分的分析，自东向西花岗岩岩块百分含量由多到少、酸性喷发岩岩块有由少到多的趋势。

③岩性，岩相及厚度变化迅速而复杂，碎屑颗粒粗大，剖面中不含煤层，只见炭屑，这和一般平原河流所形成的三角洲平原有所不同。

④三角洲沉积的发展具有阶段性和间歇性，阶段性表现在主要砂层间有比较广泛的浅湖相隔层分开，间歇性表现在每个砂层组内都具有由粗到细的沉积韵律结构。

1975 年，西部凹陷西斜坡开始全面勘探，为沉积相研究提供了新的广阔领域。在不到一年的时间里，对西斜坡下第三系进行了初步研究，分层论述了沉积特征，认为高升油层是水进中的稳定沉积，为一组以泥质岩类及特殊岩性为主，兼有砂质岩类的多种储集体。古气候条件较为干旱，湖盆具有高盐分的特点；杜家台油层沉积时，南部为砂体发育区，北部为泥质岩类及特殊岩性发育区；沙河街组三段油层是指沙河街组二段底至杜家台油层上特殊岩性段顶（与目前的划分一致）层位中的碎屑沉积物，是灰色、灰白色块状砂砾岩、长石砂砾岩，以及灰色、灰色泥岩为主的一套典型的河道间（湖湾）沉积。

半年之后在“西部凹陷下第三系主要油层组沉积条件的补充认识”一文中，初步认为杜家台—齐家、欢喜岭和兴隆台的沙河街组三段油层是两股大的浊流沉积（高密度流）。在论述杜家台油层的沉积特征时，引用了成都地质学院师生在油田实习时所作的 Φ 值粒度分析成果，9 口取芯井所做出的粒度概率累积频率曲线共有十种类型，皆属水下沉积。

1977 年～1978 年 8 月，继续探索西部凹陷砂体成因，对兴（隆台）—马（圈子）地区沙河街组二段砂体的成因有了与前期不同的认识。在此以前认为兴—马砂体为水陆过渡带沉积物，属三角洲沉积。这次通过对砂体的形态、粒度曲线特征的分析，认为兴隆台—马圈子砂体为点沙坝。由于沙河街组二段沉积时期湖岸线大致与凹陷边界相当，点沙坝的观点与湖岸边界存在矛盾，这一认识未被接受。

但 1972～1978 年这一时期实为沉积相研究起步和打基础的时期。

2.第二阶段（1978～1982）

这一时期对西部凹陷按层组系统而全面地研究，初步建立了下第三系沉积模式；并开展了地震地层学研究。

为了加强沉积相的研究以满足勘探的需要，1978 年 8 月组建了专门研究沉积相的沉积组，从此，下辽河坳陷的沉积相研究工作进入一个新时期。

沉积组成立后，首先对当时国内外研究的现状、动向、方法、手段和观点进行调查研究、学习取经，丰富了知识，开阔了思路，为下辽河坳陷后来的沉积相研究工作奠定了良好的基础。

在此期间，油田的勘探工作有了突破性进展，西部凹陷西斜坡已被勘探实践证实是一个油气十分富集的地区。同时，勘探实践也证实了西斜坡是一个地质结构及沉积背景十分复

杂、储集体类型多样的地区。认识到沉积作用与构造运动关系十分密切。

因此，沉积相研究应该立足于坳陷的整体分析研究，与构造运动和运动的阶段性紧密联系起来。

根据上述认识，跳出了以往的小区块或局部地区研究沉积相的框子，在层位上由下至上全面系统地进行。首先从资料较齐全，勘探程度较高的西部凹陷入手，取得了一批成果，其中某些成果在国内有一定的影响。

截止1978年底，西部凹陷钻井已超过1000口，其中岩芯资料井125口，进行了古生物、岩矿、粒度、地球化学等分析鉴定，积累了一批资料。因此，整体分析西部凹陷沉积特征的条件已经成熟。于1979年完成"辽河裂谷西部凹陷沙河街组沉积发育史与沉积体系"的研究，分别从裂谷发育的张裂期（沙河街组四段沉积时期）、深陷期（沙河街组三段沉积时期）、收缩期（沙河街组二段沉积时期）、扩展期（沙河街组一段沉积时期）等四个阶段大轮廓，粗线条的阐述了凹陷内沉积发育过程和各时期相带分布状况；通过一系列相标志论述裂谷发育不同时期各沉积体系的沉积特征及分布规律。认为在裂谷的张裂期、收缩期和扩展期为三角洲的发育时期，由于受古地形及水系的影响，三角洲主要发育在凹陷的南部，而北部则为湖湾区（尤其是沙河街组四段沉积时期），并对三角洲体系作了详细相带划分；而裂谷的深陷期则为浊积岩发育时期，并根据地貌、形态将其分为斜坡型浊流体系（包括峡谷浊积区和开阔浊积扇区）、断阶型浊积区（高升地区）和近岸隆起浊积区（兴隆台地区）等。以后几年又提出了构造岩相带和扇三角洲的概念（详见后文）。

西部凹陷经多年工作，大轮廓的沉积概貌、相带分布规律及相模式已基本清楚。这个阶段的工作有三个特点：

①以裂谷构造运动为基础来认识凹陷的沉积发育演化过程；

②强调综合分析，各类相标志力求全面使用，从而能准确地判断不同沉积体系的形成环境；

③大量参考对比国内外一些盆地的沉积模式，又从实际出发力图建立自己的模式。

因此，在短短的两年时间内完成了大量工作，认识水平较前阶段有明显提高。

西部凹陷勘探程度很高，在寻找大面积构造油气藏越来越困难的情况下，勘探非构造油气藏更具有现实意义。用常规的地质手段准确预测隐蔽砂体，尤其是小砂体，在目前阶段是困难的。因此，用地震地层学方法作为研究手段进行岩相预测、寻找隐蔽油气藏是今后沉积相研究的重要方向。自1980年3月以来，陆续开展地震地层学的研究工作，选择西部凹陷南部的双台子—鸳鸯沟地区沙河街组三段为实验目的层，绘制了砂泥岩压实曲线；对瞬时频率、瞬时振幅进行了阴影显示处理并人为着色；计算机特殊处理了部分地震资料。于1981年12月完成了"辽河盆地西部凹陷鸳鸯沟—双台子地区地震地层学研究"报告，指出该地区存在几个浊积扇体。后来在西部凹陷清水地区和大民屯凹陷同时开展工作。为以后的油气勘探和用地震地层学方法进行研究奠定了良好的基础。

3.第三阶段（1982～目前）

对三个凹陷全面展开沉积相研究工作，并初步建立裂谷型断陷盆地的沉积模式；用地震地层学方法进行沉积相研究也有新发展。

在以前工作的基础上，1982年对整个东部凹陷进行了全面、系统研究。由于有西部凹陷的经验和方法可供借鉴，东部凹陷的沉积相研究一上手就立足于全凹陷分析；全面收集各种相标志资料；对比了大量钻井地质剖面；编绘了基础图件和综合分析图件。并完成了"辽

河裂谷东部凹陷下第三系沉积特征初步研究”报告，指出东部凹陷的断裂运动不仅造成了大致呈北东走向的高低相间的构造格局，同时又具横向的分割性，差异沉降十分显著，凹陷的南北两端沉降幅度较大，故沉降中心与沉积中心均分布于两端部位。断裂对沉积体系的发育和分布起到了控制作用，东、西部斜坡主要发育冲积扇及扇三角洲体系；南北两端则主要发育扇三角洲及湖底扇体系；中央高垒带为泛滥平原体系。

在这个阶段，西部凹陷继续用地震地层学的方法进行研究，1982 年完成了“西部凹陷陈家地区利用地震信息寻找隐蔽圈闭”一文，识别出多个隐蔽圈闭。为扩大后备勘探地区提供了依据。

大民屯凹陷的沉积相研究是从用地震地层学方法研究开始的。于 1982 年完成的“大民屯凹陷地震勘探综合成果报告”指出了大民屯凹陷下部沉积层（沙河街组四段及三段下部）的生油能力好于上部，并存在与之相配套的各种成因的砂岩储集体（冲积扇、扇三角洲和断崖堆积），为以后的勘探部署提供了更广阔的领域。

1983 年分别用地质手段和地震地层学的方法继续研究了大民屯凹陷的沉积相特征。与此同时，还对西部凹陷东营组的沉积相特征作了研究。

至此，下辽河坳陷分凹陷、按层位的沉积相研究工作全面展开，但是由于三个凹陷的勘探程度相差悬殊，资料的详尽程度不一，所投入的研究力量及所用时间不等，因此，对三个凹陷的认识程度的深浅相差很大。

在三个凹陷研究工作全面开展的基础上，自 1984 年开始对全坳陷早第三纪的沉积特征做概括性的综合研究，完成了“辽河裂谷盆地下第三系沉积特征”的研究报告。预测了油气聚集的有利相带和地区。

1986 年至 1988 年，根据非背斜油气藏专题研究的需要，先后完成了关于浊积岩和大民屯凹陷的沉积相研究。在关于浊积岩的研究报告中，提出断陷湖盆中的浊积岩为构造运动控制下的非扇形沉积的观点，认为笼统地用鲍马序列判断和识别断陷湖盆中的浊积岩是不妥的，至少是不全面的。在“辽河盆地大民屯凹陷沉积条件分析”的研究成果中，指出了大民屯凹陷与西部凹陷、东部凹陷沉积演化的一致性和差异性。

二、关于浊积岩和扇三角洲的认识过程

下辽河坳陷沉积相研究过程中，在学术上和油气勘探中有意义的是浊积岩的发现和扇三角洲的确定。

1.浊积岩的认识过程

下辽河坳陷首先接触到浊积岩是在 1970 年兴 5 井钻探过程中取得的部分岩芯，在沙河街组三段的中上部，见到了被大段暗色泥岩包围的砂砾岩，以后亦有所见，但见而不识。1973 年，得到关于浊流理论与浊积岩的信息，结合岩芯资料和岩芯中发现的底冲痕，初步判断为浊积岩，但限于资料欠缺和经验不足，这一认识还不能被普遍接受，而占主导地位的认识仍是“河流—湖泊冲积共生相”。

1973 年下半年及以后的一段时间内，中国科学院北京地质研究所七室曾派人与油田协作，共同研究，从兴 5 井、兴 44 井岩芯的直观认识到沉积构造层序（递变层理发育）、粒度结构特征（C–M 图上呈悬浮搬运状态）、外部构造（见槽模及负荷印痕）及岩石学特征（低成熟度）和沉积环境分析（暗色泥岩所夹持的深水环境中的沉积物）等方面的标志，都确认此类沉积物为浊积岩，这在当时是一个十分重要的认识。但是，浊积岩的发现只仅仅限于兴隆台局部地区，浊流沉积在西部凹陷的来龙去脉还不清楚。这是由于探井分布不均，凹

陷内许多地区尚未揭露，同时对西部凹陷的区域构造发展史不清楚，因而对其沉积背景了解甚少。甚至在1976年上半年，西斜坡已有80多口井钻穿沙河街组三段的情况下，对存在于该区的沙河街组三段下部浊积岩还不能够认识，将大凌河油层（杜16、杜25、齐1）和莲花油层（高3井）统称之为“是一套典型的河道及河道间（湖湾）沉积”。半年之后才将西斜坡的砂砾岩确定为浊流沉积，而北部高升地区的砂砾岩仍认为“可能属河流相沉积”。

中国科学院北京地质研究所七室的研究人员在辽河工作期间（1973～1977），对浊流沉积进行了研究，将兴隆台沙河街组三段上部的浊积岩与西斜坡沙河街组四段杜家台油层（原沙河街组三段下部）的三角洲体系视为同期沉积，用大洋浊流模式解释兴隆台浊积体的沉积过程。后经查明，不是同一层位。但是，应该肯定这些研究成果的学术意义，因为它首先在渤海湾含油气区内确立了早第三纪断陷湖盆中浊积岩的存在。

1978年至1979年，研究工作由初期（1973年）只认识兴隆台油田沙河街组三段上部浊积岩扩大到全凹陷沙河街组三段下部的浊积岩。这是辽河盆地浊积岩研究的一个重大突破。这个突破是对浊积岩识别标志有了新的理解的情况下取得的。

通过多年实践和反复认识认为浊积岩是多种成因的，仅用鲍马序列确定是否为浊积岩往往会带来误解。对浊积岩的识别开始运用标志加环境分析，高升地区沙河街组三段下部的莲花油层也被认为是浊积岩。

1979年，滑坡浊积岩一词开始普遍使用。提出了在凹陷东部陡坡和西部缓坡存在滑塌成因的浊积岩（碎屑流浊积岩），其沉积剖面垂向层序组合上，鲍马序列不清楚，或发育不完整（仅有A段），或呈无层理、基质支撑的混杂结构的块状体。

1980年以后，根据碎屑物质搬运过程中颗粒支撑机制的差别（这种差别也必然反映在沉积物堆积后的内部结构和构造上）确定的碎屑流、颗粒流、液化流及浊流等四种沉积物重力流类型的概念对下辽河坳陷的浊积岩有了新的认识。

大洋环境中的扇形浊积岩在下辽河这类坳陷中不可能发育很好。因此这里湖底扇的“扇”不应强调形态含义。

近年来，国内外学者对浊积岩的研究大都注重动力机制和沉积过程，在这方面，下辽河坳陷的浊积岩还有许多复杂课题需要今后进一步研究和探讨。

浊积岩的研究对寻找湖盆深部的油气资源有重要现实意义。

2.扇三角洲的认识过程

扇三角洲被定义为“从高地推进到紧邻水体中的冲积扇”（Holmes， 1965年）。

早在1972年沉积相研究中就指出，下辽河西部凹陷兴隆台地区沙河街组二段（原沙河街组一段下部）具典型的河道沉积特征，但没有明确水体边界。1979年，认为西部凹陷沙河街组二段和四段两层砂体为“河流三角洲沉积”并明确指出水下分支流河道具“辫状河道沉积层序”。均已注意到下辽河坳陷在近源大坡降的地貌条件下，携带陆源碎屑的小河汇入断陷湖盆形成快速堆积的三角洲与源远流长的大河形成的三角洲相比，其相带组合不完整，往往缺少（或不发育）平原相带。砂体表现为颗粒粗大，结构混杂、成熟度低，韵律组分为河道型的正韵律或复合韵律。因此认为下辽河坳陷的三角洲沉积既有符合一般规律的特征，又有自己的特殊性。不能套用典型三角洲模式。为区别于典型三角洲体系，便将此类沉积体自行定名为“冲积—三角洲砂体”。

1980年，从《A.A.P.G.》上得到国外论述扇三角洲（Fan-Delta）的信息，便将论文中介绍的牙买加亚拉斯扇三角洲和另一文献介绍的死海裂谷的扇三角洲与下辽河坳陷的三角

洲进行比较，确认下辽河西部凹陷沙河街组四段的三角洲沉积为扇三角洲。同年，又将沙河街组二段砂体定为扇三角洲。

1982年，在全国石油系统沉积相研究成果交流会上，介绍了"辽河裂谷渐新世初期的扇三角洲"一文，但认识仍有分歧。一种意见认为："下辽河坳陷早第三纪断陷湖盆的三角洲没有必要区分于典型的三角洲而另用"扇三角洲"一词。因此，将西部凹陷西侧缓坡沙河街组二段沉积按典型三角洲的三带结构划分出三角洲平原、三角洲前缘和前三角洲相。

目前，国内外学者对扇三角洲的存在是肯定的，但是对其归属尚有争议，一种观点主张归冲积扇类型，另一种观点则认为属于三角洲范畴。无论归到哪一范畴，此类沉积体具有确定环境的意义。这是因为扇三角洲的主体是："推进到水体中的冲积扇"，发育在构造活跃地区的、山水相连的水陆过渡带上。因此，在地层剖面中发现类似河道沉积层序，不一定是陆上环境的沉积物，在特定的地质背景下（例如中国东部地区的一些早第三纪断陷盆地中），它可能为插入断陷湖盆中的扇三角洲，属水下分支流河道沉积物。事实证明，扇三角洲前缘（水下分支流河道）在油气藏形成中有十分重要的意义。

第二节　早第三纪沉积演化史

中生代以来至晚第三纪，下辽河坳陷经历了拱张、裂陷、坳陷三个阶段，沉积了上侏罗统—白垩系、下第三系、上第三系—第四系三套面貌不同的地层，分别形成三种不同类型盆地的沉积盆地类型。中生代由于隆升和拱张，沉积了红色碎屑岩建造；早第三纪强烈的裂陷，块断运动，沉积了巨厚的暗色泥岩及砂砾岩建造；晚第三纪和第四断裂活动渐弱，坳陷形式取代了断陷，沉积了杂色砂泥岩建造。上述三个时期，以早第三纪即裂陷期的沉积层最为发育，是下辽河坳陷沉积盖层中的主体部分。

裂陷期的构造运动，直接控制了盆地内早第三纪各阶段的沉积，由老至新分为三个构造—沉积旋回：沙河街组四段—三段沉积旋回；沙河街组二段至一段沉积旋回；东营组沉积旋回。各旋回的顶底存在着程度不一的沉积间断。根据各个旋回构造活动的差异性，将盆地的沉积演化分为四个阶段：第一旋回可分为两个阶段，即沙河街组四段沉积时期的初期扩张阶段和沙河街组三段沉积时期的深陷阶段；第二及第三旋回各为一个新的扩张阶段。（图1-5-1）。

一、沙河街组四段沉积时期

该阶段的构造运动在盆地内很不均衡，在大民屯凹陷和西部凹陷断裂及扩张较为明显。北东方向的基底断裂产生于凹陷的东翼（西部凹陷的东界断层），活动十分强烈，东侧沉陷明显。西侧的基岩单面山（西部凹陷的曙光、齐家潜山、大民屯凹陷的前当堡、大民屯潜山）相对上升，凹陷呈东陡西缓的箕状形态，初步形成了裂谷湖盆。显示出盆地的断陷性质。

东部凹陷在该阶段断裂活动微弱，沉积作用的规模和范围远不及大民屯凹陷和西部凹陷。其后二者的沉积既有相似性，又有差异性。

1.大民屯凹陷

由地层对比和玄武岩发育情况分析，大民屯凹陷的断裂活动较西部凹陷早，沉降幅度大，断裂活动控制了沉积环境，进而控制了沉积作用。

沙河街组四段沉积时期以湖泊环境为主，古地貌形态呈西高东低、南高北低的特征。以

致湖水北深南浅，这一时期特别是中后期湖域面积很大，远远超过现今凹陷所据面积。今凹陷东界以外较大区域当时曾是湖、盆的一部分。除湖泊环境外，凹陷西部南端尚有小面积的陆上沉积环境。凹陷内由断层造成的基岩单面山（例如东胜堡潜山）长期为非沉积环境。

在构造上西抬东陷、地貌上南高北低的背景下，开始水进过程中的初期沉积物覆盖在不同时代、不同岩性的基岩上，其沉积物主要为红色、杂色泥岩（北部区域），粗碎屑砂砾岩（前当堡一带）。此后，凹陷大部分区域为水体覆盖，呈浅水环境。大致以大民屯至东胜堡一线为界，以北水体稳定，普遍集中发育一段油页岩；以南油页岩发育不好，或基本不发育。油页岩沉积后，水进速度加快，为水域范围最大时期。凹陷南端西侧山地是陆源碎屑主要供给区，首先将粗碎屑的砾岩、砂砾岩及红色、杂色泥质顺势而下堆集在前当堡以西的山水之间的区域内，成为不规则的冲积扇（图 1−5−2 中 I 相带），继之在水陆交互带及浅水地区沉积了以砾岩、砂砾岩为主夹有泥岩的扇三角洲沉积体（同上图中IV相带）。该相带是 I 相带即冲积扇相向湖方向的延伸部分。扇三角洲与冲积扇在成因上有密切联系，冲积扇的砾岩沉积区实为扇三角洲平原。凹陷东部为稳定的沉降区，沉积了以厚层、质纯暗色泥岩为主的半深水—深水湖相沉积物（同上图中V相带）。该相带较宽阔，直至东部剥蚀边界，边界以外地层已遭剥蚀，一部分湖相沉积物及可能存在的边缘相已不复存在。值得注意的是，在北部地区发现了浊积岩（静 74 井），该浊积岩面积不大，呈孤立的透镜体，夹持在暗色泥岩中。

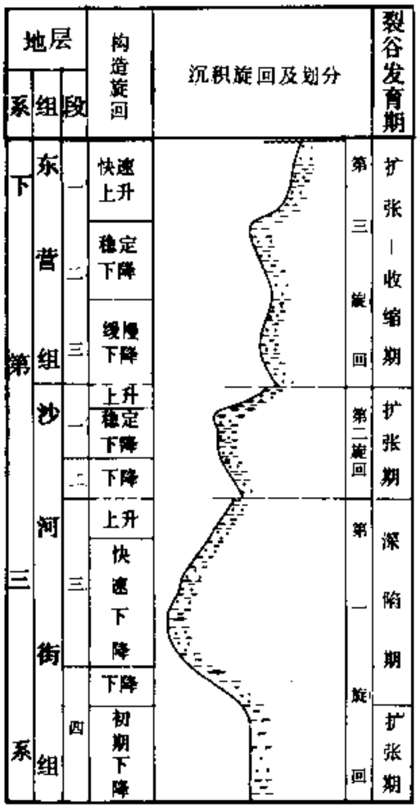


图 1−5−1　下辽河坳陷构造—沉积旋回示意图

前当堡、东胜堡潜山在该阶段，尤其是早期出露水面呈孤岛，周围沉积物逐层超覆，最后将山头全部覆盖。

2.西部凹陷

为浅水碳酸盐岩和砂泥岩建造。由于构造活动和古地貌形态的分割，凹陷的沉积环境南北差异甚大，大致以凹陷中部的曙光潜山和与之对峙的兴隆台古隆起一线为界，形成南北两种环境。

北部地区为无明显水流注入的半封闭的湖湾区，发育了湖相沉积物（图 1−5−2 中V相带），封闭的环境造成了该区的水体具有高矿化度的特征，碳酸盐岩沉积物相对发育，主要为白云质石灰岩、钙质页岩和鲕粒石灰岩，此外还有泥岩和油页岩夹薄层粉砂岩。总厚一般为 100～150 米，其中鲕粒石灰岩局部集中，成为储集层。该区域以湖湾环境为主，仅仅在北端的台安以北牛心坨地区有水流注入，形成小范围的扇三角洲砂体。

南部地区是砂、泥岩沉积区，物源来自西部山地。因此，沿西侧一带砂岩偏多，为扇三角洲沉积体（同上图中IV相带），由北至南分别发育了曙光、齐家—欢喜岭扇三角洲砂体，它们是从湖盆西缘外侧的小股水流注入湖盆形成的水下指状分支流河道冲积而成。砂体形态受地貌形态制约，低处为河道，高地为浅滩，横向上连为一体呈带状。砂体的一系列相标志

均表现了近物源的沉积特征，与常态三角洲沉积有明显区别。

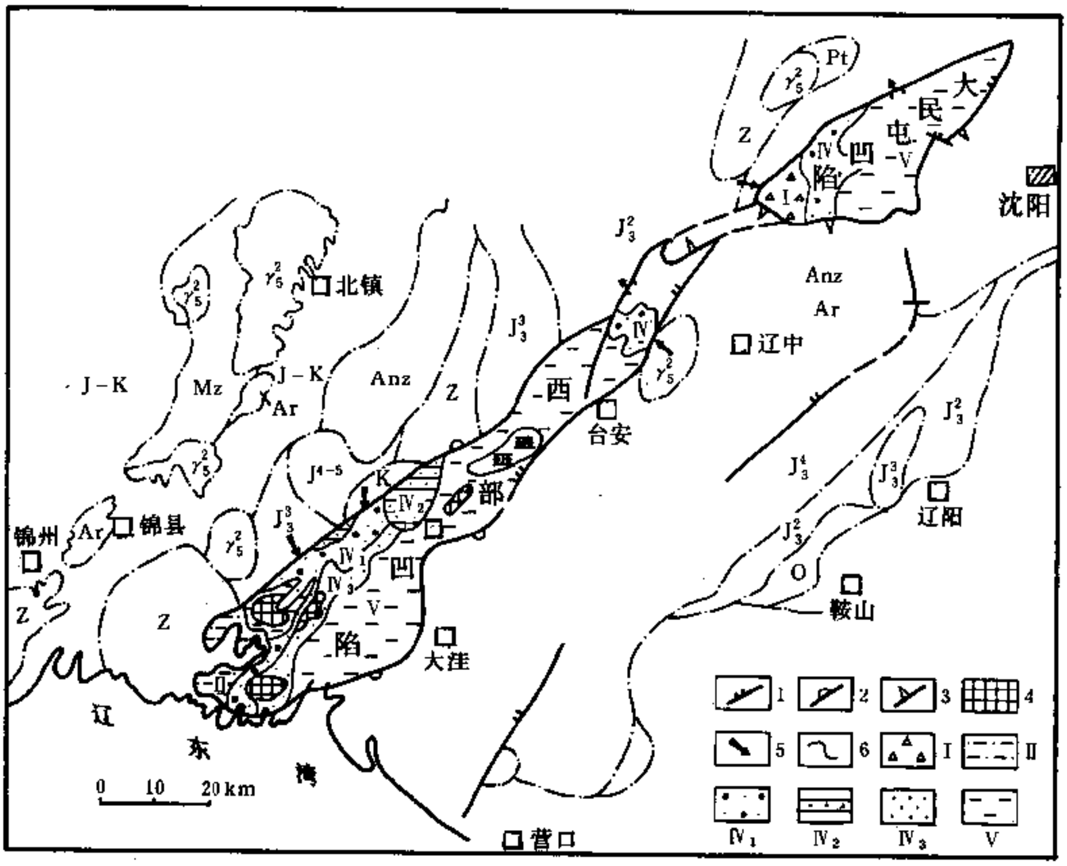


图 1-5-2　下辽河坳陷下第三系沙河街组四段沉积相图

1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；4—盆内剥蚀区；5—物源方向；

6—相分界线；Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原相；Ⅳ—扇三角洲相（其中$Ⅳ_1$—水下分流河道亚相；

$Ⅳ_2$—分支流间浅滩亚相；$Ⅳ_3$—河口砂及席状砂亚相）；Ⅴ-湖相

扇三角洲砂体推进方向前部，是一片较开阔水域，为湖相（上图中Ⅴ相带）泥岩沉积区，由于西侧有水流注入，水体含盐度较北部湖湾区低得多，碳酸盐岩沉积物不发育，邻近Ⅳ相带的区域可视为前扇三角洲沉积。

西部凹陷古地貌形态复杂，在北高南低的背景下，凹陷内存在若干个由西降断层长期活动形成的单面山，沉积作用具有明显的填充性质，持续的水进致使沉积物覆盖面积不断加大，并逐层超覆在单面山上，山头面积随之不断缩小。

沙河街组四段沉积阶段的大民屯凹陷与西部凹陷的构造活动形式、性质、产生的结果有若干相似之处：断裂活动都显示引张性质；凹陷具箕状形态；断裂走向以北东方向为主；具相似的沉积体系；火山岩喷发、溢流均较微弱等。另外还在这两个凹陷之间的高地上发现了残留的含沙河街组四段化石的地层。由此可以推测这两个凹陷在该阶段某时期是统一的湖盆。以后沙河街组三段沉积末期至沙河街组一段沉积时期局部地区隆起将其肢解，分割成现今两个凹陷。

二、沙河街组三段沉积时期

沙河街组三段沉积时期可分为早晚两个阶段。

早期强烈扩张，断裂活动频繁，盆地大幅度沉降。该阶段沉积层在西部凹陷是指莲花及大凌河油层；大民屯凹陷为红层之下的地层；东部凹陷是指炭质层之下的地层。

沙河街组四段沉积时期的西降断层在此阶段的早期继续活动，又有一系列向凹陷中心级级东降的正向正断层相继产生，使断裂系统复杂化。块断运动强烈，盆地普遍深陷形成深水湖盆，沉积物的补偿明显不足。陆源碎屑以阵发性的重力流或为辫状水流携带进入湖盆形成浊积岩（西部凹陷和东部凹陷局部地区）及冲（洪）积扇（东部凹陷局部地区）；或为河流携带以牵引流方式进入盆地形成三角洲（大民屯凹陷）。

该期三个凹陷的强烈扩张程度不一，西部凹陷最为强烈，大民屯凹陷相对最弱。因而沉积物的表现形式不同，西部凹陷以湖底扇（浊积岩）为代表；东部凹陷由于断裂分割明显，具有多沉积中心，沉积相类型则分别为湖底扇，扇三角洲和冲积扇；大民屯凹陷以河流—三角洲体系为主。

晚期阶段，盆地的扩张、裂陷大为减弱，水域缩小，局部地区甚至露出水面遭受剥蚀。该阶段沉积层在西部凹陷系指热河台油层；东部凹陷是指碳质层以上地层。大民屯凹陷为红色地层及其以上的地层。

1.大民屯凹陷

沙河街组三段沉积时期，呈持续水退的特征。早期表现为初始的缓慢水退，晚期则表现为强烈水退。

(1) 早期阶段　沙河街组四段沉积时期的水进达到最大程度并维持一段时间后，沙河街组三段沉积早期开始水退。这次水退受凹陷沉降中心转移控制。该期凹陷东界南段断层活动强烈，南部沉陷，北部相对抬升。水体由北向南逐渐退缩，范围较沙河街组四段沉积时期缩小，呈现了凹陷南北两端为陆上环境，中间为湖盆环境的局面，其中北端陆上环境更为典型，红色地层具有一定面积。在湖盆内部，湖底形态北高南低，并有水下隆起（甚至出露水面），水体较沙河街组四段沉积时期为浅，水介质性质为淡水。物源供给区也随之改变，此阶段的大民屯凹陷有三处四个陆源碎屑供给区。对凹陷沉积具有举足轻重作用的是北端三台子物源区。与凹陷长轴方向大致平行的河流贯穿南北，携带陆源碎屑由北至南依次发育了如图 1-5-3 中的泛滥平原相（Ⅱ相带）、三角洲平原相（$Ⅲ_1$ 相带）和三角洲前缘相（$Ⅲ_2$ 相带）。地震地层学资料显示了清晰的前积结构。该物源区供给的碎屑覆盖面积约占整个凹陷的一半以上。与前阶段相比，该物源是新生的物源，它既是水退的结果，同时由于碎屑大量供给，又促进了水退。其次是凹陷东界南端法哈牛以东物源区，该物源区的形成与南段断裂有直接关系。由断裂形成的断阶，造成凹陷内外高差加大。外侧物源涌人凹陷在断层下降一侧形成冲积扇（Ⅰ相带），进入水体并向凹陷中心延伸的部分形成了扇三角洲（Ⅳ相带）。凹陷南端物源实际上是继承前阶段的物源，但具有明显衰退的特征，因而由其控制下发育的冲积扇，特别是扇三角洲覆盖范围较前大大减小。

值得注意的是，这个时期在凹陷东南侧法哈牛至韩三家子一线逐渐形成断阶带，边部与湖盆中心高差明显，很可能有碎屑从该处进入湖盆，在韩三家子至偏堡子一带形成浊流或碎屑流沉积物。

(2) 后期阶段　凹陷迅速回返，沉积环境发生了很大变化，水域面积明显收缩，除局部地区保持了零星的、小面积水域外，其它广大地区皆为陆上环境。泛滥平原相发育（图 1-5-4 中Ⅱ相带），范围较大。由于是河流冲积沉积物，其各亚相、微相配置关系错综复

杂。大民屯凹陷以红色泥岩发育为其显著特征，红层厚度达200米以上。凹陷南部西侧和北部西侧局部地区粗碎屑从边缘高地向低处推进，发育了冲积扇体系（图1−5−4中Ⅰ相带）。

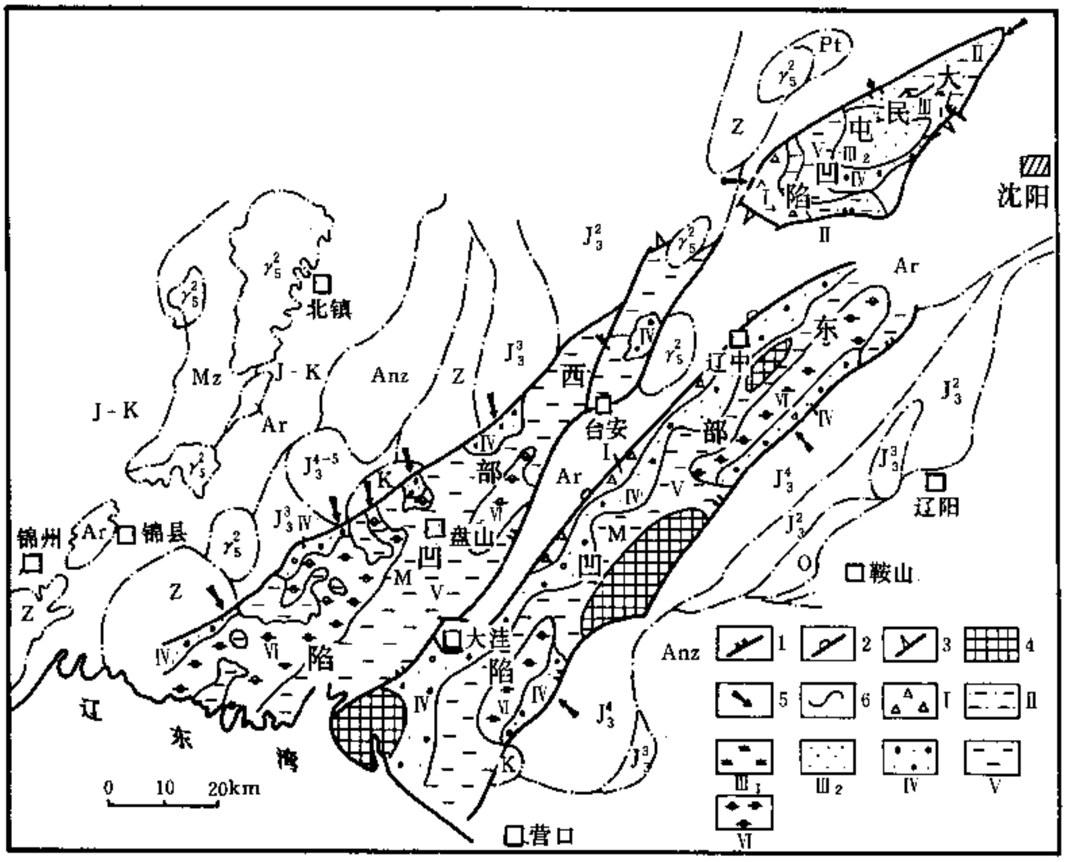


图1−5−3 下辽河坳陷下第三系沙河街组三段中下部沉积相图

1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；4—盆内剥蚀区；5—物源方向；6—相分界线。

Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原相；Ⅲ—三角洲相（其中

$Ⅲ_1$—三角洲平原亚相，$Ⅲ_2$—三角洲前缘相）；

Ⅳ—扇三角洲相；Ⅴ—湖相；Ⅵ—湖底扇（浊积）相

2.西部凹陷

沙河街组三段沉积时期，西部凹陷早期和晚期的沉积环境有较大差别。

（1）早期阶段　急剧沉陷，水进加剧，形成了面积较广的深湖环境，两侧高地大量碎屑物在自身重力作用并辅以外力滑入湖底，形成深水环境的浊积岩及深湖相泥岩沉积物。

各股沉积物重力流入湖的时间、位置、方式随构造运动的阶段、地貌背景的差异而异。初期以北部高升地区东侧断崖最为活跃，中央凸起碎屑物质沿边界断层的陡坡迅速下滑，一部分堆积在断崖下，形成陡坡滑塌碎屑流成因的浊积岩；一部分远离断崖为湖水消化，成为近源和远端由碎屑流和浊流共同形成的浊积岩，它们共同组成了湖底扇体系。由于受地形南倾的控制，故以南流为主，集中分布于断崖下的断槽内，呈狭长形向南延伸、向北迅速尖灭的带状体（见图1−5−3中Ⅵ）。此后，凹陷南部西侧开始活跃，发育了欢喜岭至曙光一带的缓坡型浊积砂体（如图1−5−3中Ⅵ相带）。由于该区坡度较小，边缘地区的碎屑不能直接滑

至湖底，而是通过前阶段的水下河道沉陷后所形成的水下狭谷滑入湖底深处，沉积在狭谷内的浊积岩体称缓坡滑塌型碎屑流成因的浊积岩，即缓坡滑塌相。沉积在湖盆深处的部分，按其距岸远近和成因类型分别为由碎屑流和浊流形成的近源相和远端相浊积岩体。缓坡湖底扇浊积岩的分布受地貌形态的控制。目前所揭露的浊积岩均分布于地貌上的低部位（峡谷），现已发现4条与凹陷长轴方向垂直的水下峡谷。与经典的浊积岩扇模式有明显不同的是，水下峡谷既是碎屑供给的通道（水道），同时又是主要的沉积场所。峡谷内浊积岩集中出现，峡谷间高地则是深湖相泥岩发育区（如图1-5-5）。

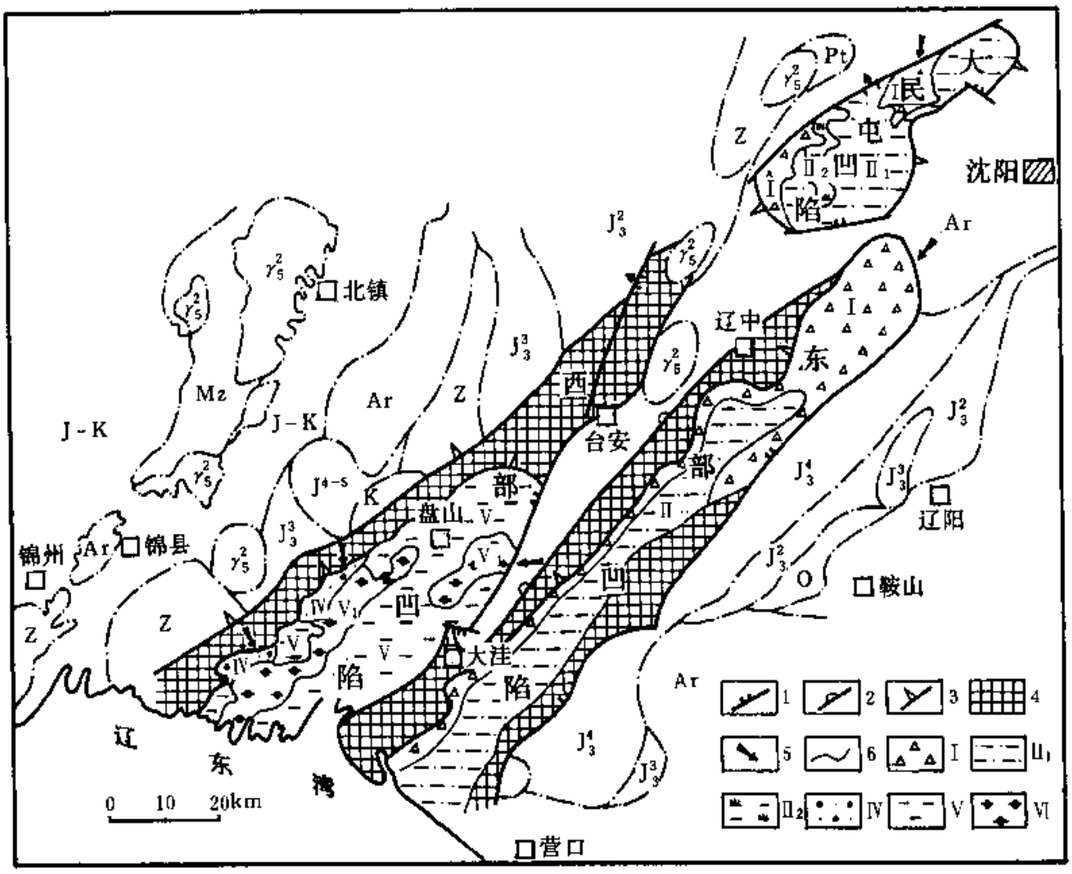


图1-5-4 下辽河坳陷下第三系沙河街三段上部沉积相图
1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；
4—盆内剥蚀区；5—物源方向；6—相分界线；
Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原相（其中$Ⅱ_1$—河道及河道间亚相，
$Ⅱ_2$—泛滥盆地沼泽亚相）；Ⅳ—扇三角洲相；Ⅴ—湖相；Ⅵ—湖底扇（浊积）相

上述4条峡谷（水道）由北向南依次加宽加深，浊积砂体的厚度也随之增厚。这是由于湖盆古地形形态北高南低，北窄南宽所致。因而峡谷向湖中心延伸距离也是由北向南依次加长，其中南部两条峡谷对油气聚集具有更为重要的意义。峡谷的边缘地区残留扇三角洲（如图1-5-3中Ⅳ）砂体。西部凹陷现今边界是经剥蚀后的残留边界，原始湖盆边界应在此边界以外。

(2) 晚期阶段 该阶段由于断裂活动减弱和北端的隆起，湖盆扩张作用趋于停止，致使湖盆水体收缩，沉积环境较早期阶段有较大不同。浊积岩沉积区向南偏转。在东侧，由早期

的高升地区转移到兴隆台地区，并受冷家堡断崖的影响成为一个新的浊积岩发育区。碎屑物由冷东断崖进入湖盆，一部分就近沉积在断崖深槽内；一部分向南北两侧（主要向南）流动一定距离后沉积下来，兴隆台地区为一水下高地，沉积物重力流在流动过程中，受地形影响，浊积体在不同部位厚度变化很大。在西侧，同样受北端隆起的影响。早期阶段4条峡谷中北部的两条消失；南部峡谷虽依然保留，但浊积岩的沉积规模和范围较早期大为缩小。

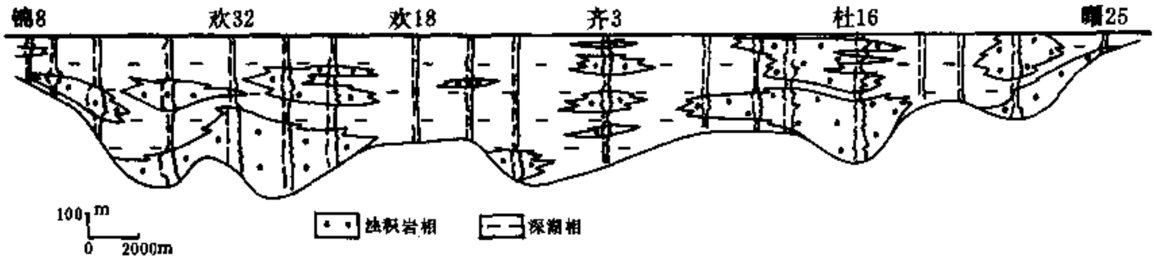


图 1-5-5 西部凹陷西斜坡沙河街组三段下部（大凌河油层）浊积岩沉积剖面图
（本剖面大致平行凹陷长轴）

与前一阶段相比，该阶段的沉积物重力流能量明显降低，表现在浊积砂体颗粒较细、厚度较薄、分布面积较小、多呈透镜体状分布（如图 1-5-6）。

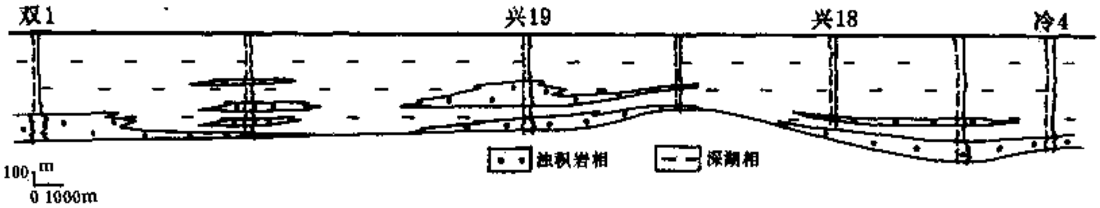


图 1-5-6 西部凹陷兴隆台地区沙河街组二段下部浊积岩沉积剖面图

在西部凹陷整个沙河街组三段沉积时期，虽然有边缘浅水环境（例如齐40井所揭露的剖面），但从整体上看，仍以深水环境为主，后期扩张及裂陷幅度虽然较前期大大减小、局部地区遭受剥蚀，但凹陷中心部位仍保留深水湖盆的特征，并有浊流发生。与大民屯凹陷相比，西部凹陷的沉陷持续时间长久，呈稳定沉降状态，其中早期的峡谷具有明显的继承性（继承沙河街组四段沉积时的水下河道），后期的继承性已不明显。

3.东部凹陷

沙河街组三段沉积时期是该凹陷内早第三纪一次规模大、范围广的水进期。在经历了沙河街组四段沉积时期的隆起之后，遂以强烈的断裂分割形式开始了沙河街组三段沉积时期的构造活动。茨东断裂和贯穿南北的营口—佟二堡深断裂强烈活动并伴生一系列近东西向断裂。北东向与东西向构造交叠，形成呈带状分布的隆洼起伏、垒堑相间的构造格局。由北至南分别发育茨榆坨、三界泡、油燕沟潜山为主体的古隆起带，两侧分别为长滩、于家房、驾掌寺、二界沟等洼陷构成的深陷带。凹陷东侧为陡坡的断阶带，西侧为缓坡的斜坡带。到后期，凹陷的扩张、沉陷减缓，遂转为水退。

(1) 早期阶段　除西侧边部和茨榆坨，三界泡潜山外，整个凹陷为湖水淹没。由于沉降

速度较快，碎屑物的补偿略嫌不足，高能水流和滑坡（事件）将碎屑带入湖盆，在西侧斜坡上，自新开至大湾一线沉积了冲积扇—扇三角洲体系（图1—5—3中Ⅰ、Ⅳ相带），是一套以砂砾岩为主夹有杂色泥岩的剖面类型，为一系列横向相连、沿凹陷走向呈带状展布的小型扇三角洲，其物源方向来自中央凸起；东侧断崖下的青龙台地区，由于坡降大，碎屑物从崖边滑入水体后，迅速到达湖底，基本不受湖水动力的影响和改造，靠自身的势能和动量滑动，在断崖和茨榆坨高垒之间的狭槽内形成了扇三角洲—湖底扇体系（图1—5—3中Ⅳ及Ⅵ相带）；此外，彰驿站外侧也有物源进入茨东断槽，从外向里发育了冲积扇、扇三角洲及湖底扇体系组合。在驾掌寺、二界沟洼陷内亦应有此类沉积体。

(2) 晚期阶段　裂陷及扩张活动减弱，早期沉积物充填了凹陷，地势较平坦，略呈北高南低状，同时两侧山地高差变小，湖水由北向南逐渐退出。除牛居至青龙台地区和东坡边缘地区发育冲积扇外（图1—5—4中Ⅰ相带），其余皆为泛滥平原相（Ⅱ相带），在泛滥平原内，河流往复改道，河道间的洪泛区内植物繁盛，在地层中见到碳质泥岩由北向南增多的现象。

在坳陷内，沙河街组三段沉积阶段的裂陷及扩张在早晚两个时期中相差极为悬殊：早期为深陷，晚期回返并遭受剥蚀，上述特征在三个凹陷的表现既有相似，又有差别。

三、沙河街组二段至一段沉积时期

在沙河街组三段沉积末期的大规模抬升、局部受剥蚀的背景下，到了这一时期裂谷盆地开始了新的一次扩张，裂陷，产生了新的一次水进过程。

早期（沙河街组二段沉积时期）三个凹陷扩张时间并不一致，西部凹陷较早，沙河街组二段层位较全，分布广泛，沉积厚度为150～280米；大民屯凹陷沙河街组二段发育不全，绝大部分地区缺失；东部凹陷沙河街组二段仅见于三个局部小洼陷内。至后期（即沙河街组一段沉积时期）三个凹陷的扩张活动逐渐趋于一致。

以前曾把沙河街组二段作为第一旋回末期的沉积物，认为是水退序列，是构造运动减弱的产物，因而把它看成是裂谷构造活动的收缩期。其实许多资料证实沙河街组二段沉积时期是新的扩张期，其沉积序列具有水进的特征。它标志着新的构造—沉积旋回的开始：从上下地层接触关系看，沙河街组二段与三段在盆地相当广泛的区域内存在沉积间断，甚至沉降最为稳定的西部凹陷边缘地区，沙河街组二段直接覆盖在沙河街组三段中部层位之上（西斜坡杜16井）。沙河街组三段沉积末期的抬升，地层受剥蚀的现象十分明显，小角度不整合在三个凹陷均可见到，因此沙河街组二段是在湖盆收缩后又一次扩张过程中的沉积物；化石组合亦呈突变关系，下伏的沙河街组三段中国华北介—坨庄旋脊螺组合，除少数分子延续到沙河街组二段外，其它大部分灭绝；沙河街组二段的岩性垂向组合呈下粗上细的水进超覆层序，在平面上，后期的沉积范围明显超过前期。

综上所述，沙河街组二段沉积时期作为第二旋回的开始是有充分依据的。

1.大民屯凹陷

(1) 早期阶段　沙河街组三段沉积末期全面抬升所形成的受剥蚀局面对本阶段的沉积环境产生了较大的影响。沙河街组二段沉积时期大民屯凹陷仍处于剥蚀状态，全凹陷没有该段沉积（如图1—5—7）。

(2) 晚期阶段　晚期阶段是指沙河街组一段沉积时期，湖盆扩张明显，沉积面积扩大。但与第一旋回相比，水进不足，尚未恢复到具有稳定持久的水域环境中来，碎屑物补给较快，物源区有两处，以北端外侧为主要物源，对沉积物分布有决定性影响，由北向南河流沉

积作用所形成的泛滥平原相占绝对优势（图 1−5−8Ⅱ相带)。泛滥平原中亚相类型复杂，除发育河道及河道间沉积物外，尚发育泛滥洼地和岸后沼泽（如图 1−5−9）沉积物，岩性为杂色泥岩、炭质层（草炭）和粉—细砂岩。此外，古凹陷西南端外侧，发育一次要物源，受其控制在凹陷西南端发育小范围的冲积扇相（如图 1−5−8Ⅰ相带)。

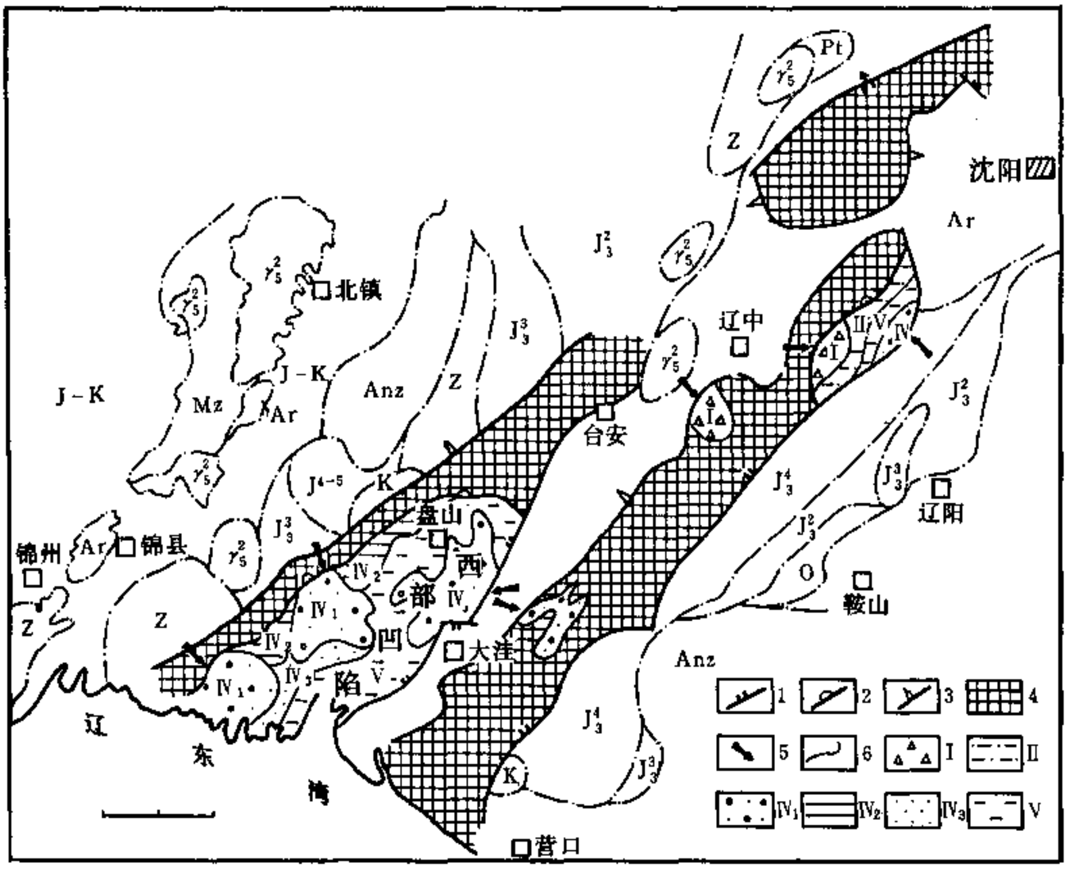


图 1−5−7　下辽河坳陷下第三系沙河街组二段沉积相图

1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；4—盆内剥蚀区；

5—物源方向；6—相分界线；

Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原相；Ⅳ—扇三角洲相（其中$Ⅳ_1$—水下分支流河道亚相；

$Ⅳ_2$—分支流间浅滩亚相；$Ⅳ_3$—河口坝与席状砂亚相)；Ⅴ—湖相

2.西部凹陷

（1）早期阶段　沙河街组二段沉积时期为一明显的新沉积旋回的开始，凹陷呈北窄南宽、东陡西缓的地貌特征。与大民屯凹陷不同的是沙河街组三段沉积末期的抬升对西部凹陷的影响还没有达到全面改变沉积环境的程度，虽然西侧边缘及北部地区局部区域有剥蚀现象，使沙河街组二段沉积时期仍无沉积，但在其它较大的范围内仍然保持了或很快地恢复到湖盆的沉积环境。河流分别从东西两侧进入湖盆，中央凸起和西部山区为物源供给区，沿凹陷短轴方向进入湖盆的短促河流，冲积能力强，沉积速度快，发育了一系列与常态三角洲不同的扇三角洲体系。

凹陷东侧的地形受断阶影响形成陡坡，中央凸起的碎屑物质由河流携带进入湖盆，充填

了断阶下的洼槽后继续前积到湖盆内部，沉积了扇三角洲砂体。由于地处陡坡，故称之为陡坡型扇三角洲（图 1−5−7Ⅳ相带）。如兴−马砂体，该砂体分布于冷家堡至兴隆台—马圈子一带，覆盖面积大约为 250 平方公里，其沉积厚度、相带展布受地形控制，冷家堡地区断槽内沉积厚，兴隆台古隆起沉积薄。除边缘地区可能存在水上部分外，该砂体主体部分为扇三角洲的水下前缘带，由湖盆边缘向中心可进一步分为水下分支流河道、河口坝及前扇三角洲等亚相。在以牵引流搬运方式为主的沉积物中，存在由季节性洪水与坡度地貌条件共同作用形成的少量浊流或碎屑流沉积物。

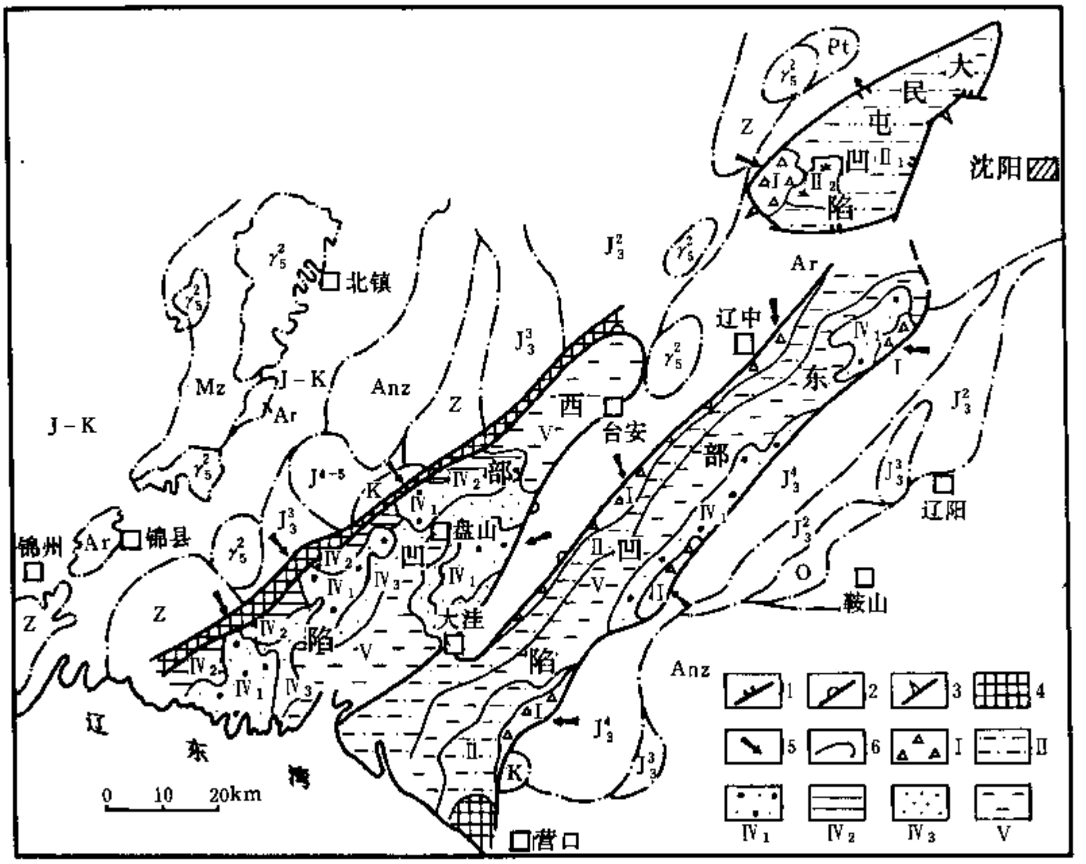


图 1−5−8　下辽河坳陷下第三系沙河街组一段沉积相图

1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；

4—盆内剥蚀区；5—物源方面；6—相分界线；

Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原相，其中：V_1—河道及河道间亚相；

$Ⅱ_2$—泛滥盆地沼泽亚相；Ⅳ—扇三角洲相（其中，$Ⅳ_1$ 为水下分支流河道亚相），

$Ⅳ_2$—分支间浅滩亚相；$Ⅳ_3$—河口坝及席状砂亚相）；Ⅴ—湖相

凹陷西侧是缓坡带，发育了缓坡类型的齐家−双台子及西八千扇三角洲体系（图 1−5−7 Ⅳ相带）。缓坡型扇三角洲相带较陡坡型宽阔。从西部山地注入的河流进入湖盆后，水下河道流经的距离较长，除有与陡坡相似的条件和环境外，二者的区别在于缓坡一侧地貌复杂，因而亚相带发育较陡坡齐全，除水下分支流河道和河口砂坝以外，其前缘相带还发育分流间浅滩。浅滩位于水下分支流河道两侧的古隆起或高地上（图 1−5−10）。西坡的这些高地和古隆起（多为继承性鼻状构造）在沙河街组二段沉积时期接受的沉积物较薄，甚至出露水

面，以后水进扩大才将其没于水下，沉积物逐渐超覆上去，由于物源及水介质条件的不同，分别形成鲕滩（南部欢喜岭地区）和砂、泥岩滩（北部杜—曙地区）。

由东西两侧向湖盆推进的扇三角洲砂体均向湖中心前积，仅保留了范围很小的前扇三角洲（湖相）泥岩沉积物（图1-5-7Ⅴ相带）。

(2) 晚期阶段　该阶段进一步扩张和沉陷，湖盆的水体范围超过沙河街组二段沉积时期，周边水系发育，碎屑供给丰富，其间无沉积间断，沉积环境与条件是沙河街组二段沉积时期的延续。因此，主要沉积特征与早期阶段基本相似。

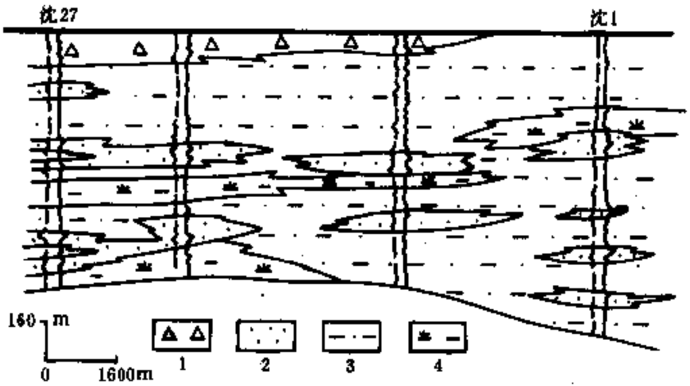


图1-5-9　大民屯凹陷沙河街组一段河流相（泛滥平原）沉积剖面图

1—冲积扇相；2—河道亚相；3—河道间亚相；4—岸后沼泽亚相

早期的沉积具有充填的性质（低部位沉积厚，古隆起和高地呈薄顶状），因此本期东西两侧的陡坡、缓坡沉积特征不如早期明显，从两侧向湖盆推进的砂体特征大致相似，两侧同时发育扇三角洲体系（见图1-5-8Ⅳ相带），中心部位为湖相沉积（Ⅴ相带）沉积。这个时期的扇三角洲前积能力减弱，水下分支流河道向后退缩，河口沙坝及席状砂体相对发育，中心部位的湖相泥岩沉积范围扩大，稳定的扩张，丰富的物源使湖盆有淤填的趋势，垂向及横向上均表现为有较好的砂、泥岩分异特征（图1-5-11）

沙河街组一段沉积时期的水进，使凹陷东西两侧均有超覆现象，甚至使中央凸起南端没入水中与东部凹陷连通。

由于构造运动的波动和古气候的变化，在该旋回中无论是早期还是晚期都曾或长或短的出现过扇三角洲停止建设期间被湖相泥质岩类的沉积取代的现象，其中以浅湖环境的钙质页岩最为典型。

3.东部凹陷

是本第二个构造—沉积旋回中接受沉积最晚的一个地区。

(1)早期阶段　早期（沙河街组二段沉积时期）除热河台、于楼东侧西降断层下降盘的狭长地带、大湾及牛居等三个局部地区外，大部分地区仍处于剥蚀状态，没有沉积（见图1-5-7）。

在三个沉积小洼地内，热河台-于楼洼地区及牛居洼地东侧断崖下的沈旦堡地区有局部浅水水域，发育扇三角洲体系（Ⅳ相带）；大湾及牛居地区为冲积扇（Ⅰ相带），牛居与沈旦堡之间发育了泛滥平原沉积（Ⅱ相）。

(2) 晚期阶段　至沙河街组一段沉积时期，水域开始扩大，凹陷内渐为水体覆盖，除东界断层北端的牛居地区水体较深外，其余广大地区均为浅水或陆上环境。由于凹陷北高南低、西高东低，西坡主要发育冲积扇及泛滥平原沉积（参见图1-5-8Ⅰ、Ⅱ相带），东坡北部和中部地区为冲积扇—扇三角洲沉积物（Ⅳ相带）。在上述地区之间的广阔低洼地带为浅湖相带（Ⅴ相带）。在总的扩张进程中，曾有数次水体的进退，因此在垂向剖面上泛滥平原

与浅湖相互迭置，平面上不易划出界线。泛滥平原内的泛滥盆地生物化石稀少。

此阶段的末期，即沙河街组一段沉积末期，全盆地三个凹陷扩张、裂陷减弱，使沙河街组一段顶部沉积在局部范围内遭受不同程度的剥蚀，至此，第二沉积旋回结束。

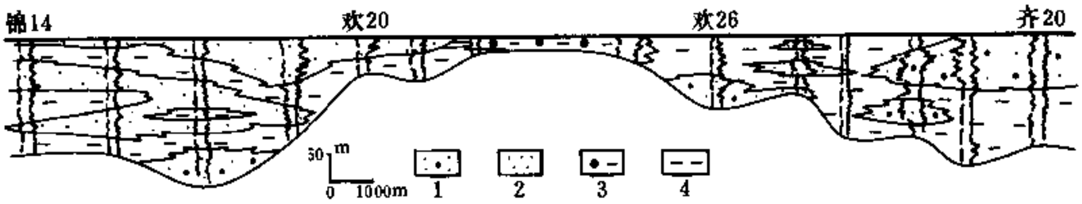


图 1-5-10 西部凹陷缓坡扇三角洲沉积剖面图（E_3s_2）

（本剖面平行凹陷长轴）

1—水下分支流河道亚相；2—河口坝或席状砂亚相；3—分支流间浅滩（鲕）；4—浅湖相

四、东营组沉积时期

该阶段的构造运动是裂谷盆地第三次大规模扩张，与前两次比较，有新的特点，小的块断运动不如前两次明显，而是大面积翘倾。从整体上看，盆地西北部隆升，东南端倾没，产生一系列近东西向的新断层。这些断层多为小断距的同生断层，横切各个凹陷，断裂带和沉降及沉积中心向南、向东转移，级级南降的东西向断层切割北东、北西向老断裂，形成复杂的网格状断裂系统。此阶段的断裂运动对盆地（或凹陷）虽仍有分割作用，但由于小的块断运动减弱，已不如前两个旋回明显。

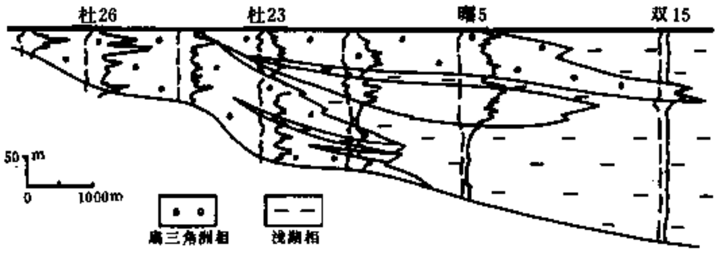


图 1—5—11 西部凹陷缓坡扇三角洲沉积剖面图

（本剖面垂直凹陷长轴）

由于扩张运动向南、向东转移，中央凸起南端及东部凹陷东侧均为东营组地层超覆，大民屯凹陷南端与东部凹陷北部相连，西部凹陷与东部凹陷在南部沟通，三个凹陷连为一体。盆地的西部，即西部凹陷的西侧翘起，不仅没有东营组沉积时期的沉积物，甚至沙河街组也受剥蚀，形成一个与盆地走向一致的下第三系剥蚀区（图 1—5—12）。

本阶段的扩张规模、沉降幅度不亚于前二次，由于北部的隆升，北部地区也成为一个主要物源供给区。盆地的东西两侧仍有充分的碎屑供给，造成了沉积速度大于沉降速度的局面。虽然初期的水进造成三个凹陷的沟通，一个时期内曾存在浅湖环境，但过补偿的沉积作用使大量碎屑充填，湖盆较快地转入水退时期。因此，这一阶段盆地的沉积作用以河流冲积沉积为主。

坳陷的东侧（东部凹陷东侧）断崖下发育冲积扇（图 1—5—7 中 I 相带）；坳陷南部（东

部凹陷和西部凹陷的南部）深陷地区有一定面积的水域，发育三角洲沉积体系（图 1-5-12 Ⅲ相带）。除上述区域外的广大地区，包括大民屯凹陷的全部，东部凹陷和西部凹陷的大部分地区皆为泛滥平原（图 1-5-12Ⅱ相带），河流在此地区摆动、迁移、游荡、沉积了总厚度为 500～1200 米厚的长石砂岩、砂砾岩与杂色泥质岩间互，砂、泥质岩分异差。南部邻近水体的马圈子、大平房等地区，为滨岸沼泽或泛滥盆地，炭质层发育，甚至有煤层出现。

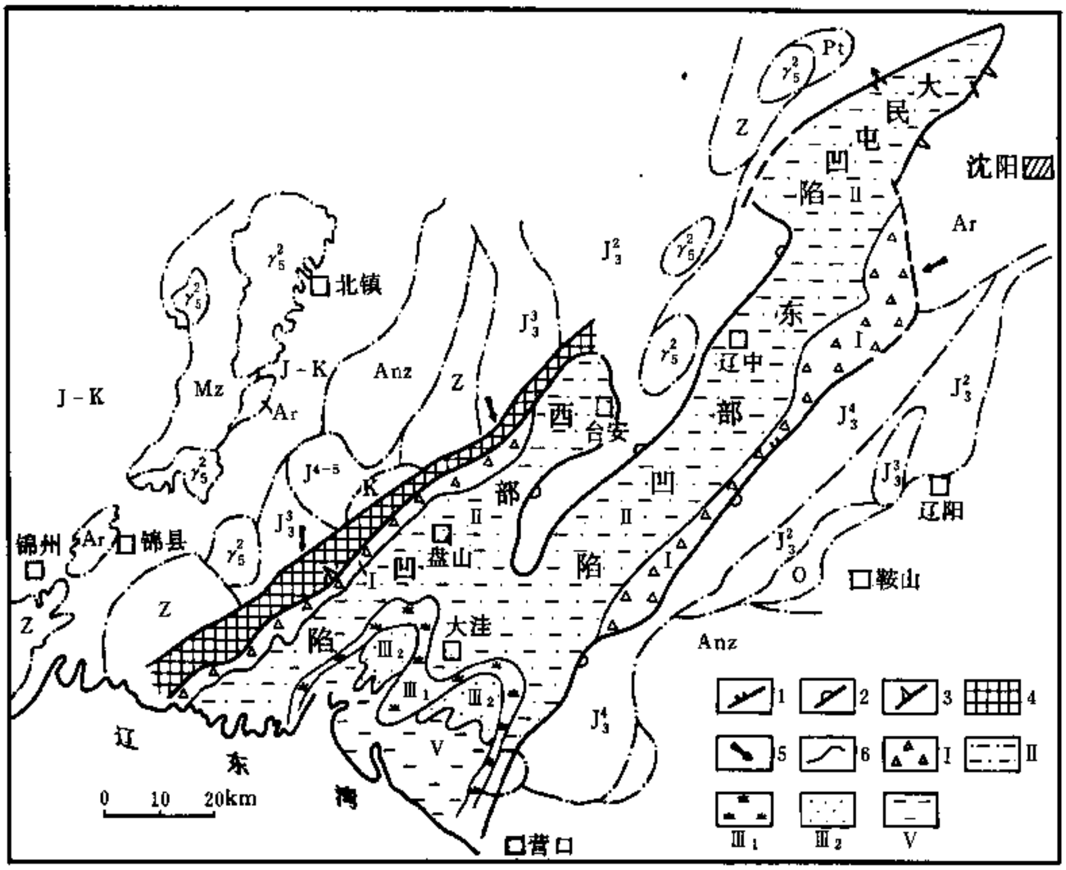


图 1-5-12　下辽河坳陷下第三系东营组沉积相图

1—边界断层；2—地层超覆线；3—地层剥蚀线；
4—盆内剥蚀区；5—物源方向；6—相分界线；
Ⅰ—冲积扇相；Ⅱ—泛滥平原（河流）相；Ⅲ—三角洲相（其中Ⅲ₁—三角洲平原亚相；
Ⅲ₂—三角洲前缘亚相）；Ⅴ—湖相

盆地沉积物的岩性组合中，大部分地区砂质岩类偏多，剖面呈粗—细—粗的结构特征，反映了水进开始到水退结束的沉积过程。末期全盆地抬升，与上覆的上第三系呈区域不整合接触关系。

五、下辽河坳陷沉积演化特征小结

综上所述，下辽河坳陷早第三纪的沉积演化过程具有鲜明的阶段性。从全盆地的角度看，沉积演化的阶段性是统一的。但是裂谷构造运动（主要为断裂活动和块断运动）对盆地的分割导致了三个凹陷发育的不均衡性，这种不均衡性是造成各凹陷沉积相类型、沉积体系组合、环境特征等诸方面差异的根本原因，现将其概括于表 1-5-1 中以便于比较。

表 1-5-1 早第三纪下辽河坳陷各凹陷沉积演化特征比较

沉积演化划分			环境特征			主要沉积相类型			物源特征		
旋回	阶段	时期	大民屯凹陷	西部凹陷	东部凹陷	大民屯凹陷	西部凹陷	东部凹陷	大民屯凹部	西部凹陷	东部凹陷
第三旋回	第四阶段	Ed	早期水进、中晚期迅速水退，陆上环境占优势	早期水进，中期迅速转为水退，后期抬升受到剥蚀	早期水进，中期迅速转为水退,陆上环境占绝对优势	泛滥平原	河流冲积的泛滥平原为主，局部发育三角洲	泛滥平原	长轴物源为主	长轴物源为主	长短轴物源
第二旋回	第三阶段	Es_1	早期水进，局部有湖域，中晚期水退，陆上环境占优势	继续水进，凹陷大部分区域为浅湖环境，后期水退受剥蚀	早期水进，呈浅湖环境，后期水退，陆上和水下环境交替出现	泛滥平原	扇三角洲为主，湖泊滩坝砂次之	浅湖相、泛滥平原相为主，局部发育扇三角洲	长轴物源为主	短轴物源为主	长、短轴物源
		Es_2	（受剥蚀状态）	开始水进，凹陷边缘受剥蚀，中心为水体复盖，呈浅湖环境	（大部分区域受剥蚀）	（无沉积）		（基本无沉积）		短轴物源为主	
第一旋回	第二阶段	$Es_3^{晚}$	进一步水退，湖泊萎缩陆上环境占优势	开始水退，末期凹陷西北部受剥蚀	开始水退、湖泊萎缩陆上环境占优势	河流（泛滥平原）相为主	湖底扇浊积岩为主，湖泊滩坝砂次之	冲积扇—泛滥平原相	长轴物源为主	短轴物源为主	长轴物源为主短轴物源次之
		$Es_3^{中}$ $Es_3^{早}$	早期开始水退，中期进一步水退，湖域面积逐渐由北向南退缩，陆上面积逐渐扩大	继续水进、中期达最大程度，凹陷边缘为浅湖，中心为深湖	开始水进，除边缘和凹陷内部高地外，均为水体复盖，局部具深水环境	河流—三角洲为主 冲积扇—扇三角洲次之	以湖底扇浊积岩为主，边缘发育扇三角洲	扇三角洲、湖底扇浊积岩及湖相均较发育	长轴物源为主，短轴物源次之	短轴物源为主	短轴物源
	第一阶段	$Es_4^{晚}$	大规模水进，晚期达到最大程度，湖域面积占优势	后期开始水进，以浅湖环境为主		冲积扇、扇三角洲、湖泊	扇三角洲为主，粒屑灰岩滩坝次之		短轴物源	短轴物源为主	

总之，由断裂作用所分割的三个凹陷，其沉积作用的独立性（特殊性）较统一性更为明显和突出，因而坳陷内的沉积相类型丰富多彩，为寻找各类圈闭提供了沉积相条件。

第三节　主要沉积体系及相标志

所谓沉积体系是指反映特定沉积环境的、成因上有关联的沉积相（指亚相或微相）集合体。研究与划分沉积体系的意义在于准确、合理的确定储集层的形体条件、分布规律、内部结构特征等，预测油气聚集有利相带。

一、下辽河坳陷的沉积体系

下辽河坳陷的沉积体系在三个凹陷各阶段的发育特征、组合关系、成因类型既有统一性，又有差异性，大致可分为三大类：

1）陆上类型　冲积扇—泛滥平原河流体系，以东部凹陷最为发育，大民屯次之。

2）过渡类型　扇三角洲及三角洲体系，三个凹陷均有发育，其中扇三角洲以西部凹陷最为典型。

3）水下类型　湖底扇（包括滑坡浊积岩及近源和远端浊积岩）和湖相沉积体系，主要见于西部凹陷，东部凹陷次之。

上述沉积体系在三个凹陷的组合特征不一，西部凹陷以扇三角洲—湖底扇体系为代表；东部凹陷比较复杂，以冲积扇—泛滥平原体系为主，扇三角洲—湖底扇体系次之；大民屯凹陷以泛滥平原河流—三角洲体系为代表。

通过前节分析不难看出，凹陷的沉积体系与坳陷构造运动的阶段性和不同地区（凹陷）在每个阶段的活动时间、强度及形式有直接关系。

二、下辽河坳陷主要沉积体系的特征及相标志

1.冲积扇（相）为主的体系

冲积扇多数由洪泛沉积物和辫状河流沉积物组成。以东部凹陷最为发育，自沙河街组三段上部至东营组沉积了颇为广泛的冲积扇体系，发育部位主要在凹陷两侧和北部，其中以北部东侧为最典型。

据现代沉积考察和古环境分析，其形成环境多在活动的断层边缘或山麓；动力机制为不稳定的阵发性洪流或山区辫状水流携带的碎屑物质沉积而成，搬运方式既有牵引流性质，也有重力流（主要为泥石流）性质；常在山口或山前急剧堆积成为扇状体，多呈裙边状分布并与其它扇体横向连接。

冲积扇的岩性组合特征是很特殊的，以东部凹陷北部地区沙河街组三段上部的冲积扇为例，沉积剖面的岩性以颗粒大为重要标志，在整个沉积体中，以砾岩、砂砾岩为主体，夹有杂色泥岩和炭质岩层。在形态上为上凹下凸形，复合厚度可达数百米，前部与泛滥平原或沼泽相接，故层序在下部为反韵律，上部则过渡到辫状河流的正韵律。

在岩石学性质上，冲积扇砂体以其成熟度极低为重要特征。自下而上，砂岩类型为长石砂岩、硬砂质长石砂岩和杂砂岩。矿物成分在下部以长石为主，含量为28%～43%，岩块为5%～32%，而石英含量较低，仅为27%～38%，上部则以岩块为主，含量为28%～45%，长石含量为25%～30%，石英仅为35%～32%。在结构上，均为分选差，颗粒大小不等的混杂结构，颗粒以基质支撑较多见，颗粒形状基本为具棱角的条状及椭圆状，磨圆度很低。层理构造为洪流与泥石流交叠状。泥石流沉积呈杂乱的、几乎不显示任何层理的块状

体；在洪流沉积中，洪积层理明显，是由若干组砾石向砂级变化的组合（图版Ⅱ图1）。向上可见槽状、楔状交错层理。由于冲积扇的粒级普遍较粗，缺少细粒级的床砂形态，因此冲积扇的沉积构造较简单，构造组合关系亦单调。

冲积扇砂体的粒度特征在概率累积曲线上表现为宽区间低斜度的多段式，与典型的现代冲积扇粒度分布特征十分相似。

冲积扇体系的形成环境不适于生物的繁衍和保存，因此冲积扇中很难见到生物化石。

2.泛滥平原（相）体系

在水退时期盆地低洼处相对平坦的地域发育泛滥平原相（即河流沉积体系）。

大民屯凹陷和东部凹陷沙河街组三段沉积后期、沙河街组一段沉积时期和东营组沉积中—后期泛滥平原相带均较发育，西部凹陷仅于东营组沉积后期发育此相带。该相带多呈与凹陷长轴方向一致的长条状分布于凹陷中央，短暂时期为浅湖环境。

在泛滥平原上，存在两种沉积物，一类为泥质类，在排水不畅环境下，例如东部凹陷沙河街组三段沉积后期及全坳陷东营组沉积时期，为广泛的沼泽环境。在岩性剖面中，为杂色的泥质岩类夹炭质泥岩、煤层（厚薄不一，厚者达2米，薄者仅几厘米）、薄砂层等组合，局部甚至可见直立的植物根系。泥质岩类质不纯，常混有粉砂，甚至粗砂和砾石。在排水较畅通的环境中，例如大民屯凹陷沙河街组三段沉积后期及东部凹陷沙河街组一段沉积时期，氧化条件更为明显，泥岩颜色较杂，其中红色地层相当发育，大民屯凹陷静安堡地区红色地层厚达150～300米，成为一片有相当面积的红色泥岩沉积区。此外，泥岩中有大量钙质和铁锰质结核，植物碎屑和植物根系减少，植物向河道方向集中，故植物根系多在粉砂质泥岩中。

另一类为砂质沉积物，这类沉积物与河流关系密切，以河道沉积物为主，其次为天然堤、决口扇等。河道沉积为下粗上细的正韵律，底部为冲刷面，砂砾中具泥质的滞留物，向上由砾过渡到粉砂甚至泥岩；其沉积构造以小型槽状交错层理（图版Ⅲ图6）、板状交错层理及纹层为主。也有河流摆动、迁移改道所造成的废弃河道充填沉积。河道两侧一般为细粒具波状纹层的河漫滩及天然堤沉积，在泛滥盆地边部形成决口扇。与河流有关的上述各微相，一方面由于纵、横向上变化迅速，单层厚度不大；另一方面它们之间特征较相似，无明显界线，虽在现代沉积研究中可以区分，但在古代河流环境中划分出微相是十分困难的。

泛滥平原中的河道砂体往往具有较冲积扇高的成熟度。

事实上，泛滥平原沉积是极为复杂的各亚（微）相的集合体，砂质岩类与泥质岩类在垂向上呈薄互层，横向变化很大。

3.扇三角洲（相）为主的沉积体系

扇三角洲体系是从附近高地推进到稳定水体中的冲积扇，其形成机制与冲积扇相似；形成环境与常态三角洲类似，即由河流携带的碎屑物堆积在水陆交互带的水上及水下浅水地带，并受到一定程度的湖水改造。它主要由两部分组成：陆上冲积扇和水下前缘带。此外前缘带前方的湖相泥岩可视为前扇三角洲，但不强调它的三带结构。

显然，扇三角洲的主体是水下前积层，这一点不同于冲积扇；扇三角洲体系中缺少（至少是不发育）常态三角洲中的冲积平原，相当于平原相带的空间为冲积扇（实为冲积扇的前端），因此与常态三角洲又有所区别，故相带平面组合上具有相序的不连续性，表现为冲积扇与扇三角洲的直接过渡，缺少了两者之间的常态河流的沉积相带。

根据相是沉积环境（条件）的物质表现这一概念，并结合扇三角洲形成的动力机制以冲

积为主，可将其划为三角洲体系的范畴（也有反对意见）。在下辽河坳陷内，扇三角洲发育的有利部位是在湖盆两侧依山面水的构造盆地（凹陷）边缘，物源多来自盆地（凹陷）的短轴方向上。该体系在三个凹陷内均有发育，但由于各凹陷构造运动发育阶段不同，扇三角洲的空间分布不尽一致。

大民屯凹陷的扇三角洲主要发育在沙河街组四段，位于凹陷南部西侧紧邻冲积扇的狭长带上；东部凹陷主要发育在水进时期的沙河街组三段沉积早期和沙河街组一段沉积时期，位于凹陷的西侧，沙河街组二段沉积时期仅在局部有零星分布；西部凹陷的扇三角洲体系发育在沙河街组四段沉积后期和沙河街组二段——段沉积时期，它们主要分布于凹陷南部的东西两侧。三个凹陷比较，以西部凹陷的扇三角洲体系最为典型。

西部凹陷的扇三角洲，根据目前所揭露的地层分析，以水下部分为主，即前缘相和前扇三角洲相。

确定为水下环境的依据是十分充足的，无论是沙河街组四段还是二段——段，地层中所发现的大量生物化石属种，其生态习性表明它们是生存于不流动或流动微弱的淡水至微咸水浅湖中，例如沙河街组四段中主要有南星介、美星介、拟星介、土星介、金星介、水螺、中华扁卷螺、小河北螺、似轮藻及扁球轮藻等属；沙河街组一、二段中见有椭圆拱星介、丰富丽星介、小豆介、玻璃介、小河星介、似瘤田螺、拟黑螺等属。上述生物种属及它们的共生关系，陆上环境是极难见到的。此外，在沙河街组二、四段砂砾岩中，常含有鲕粒（表鲕）。这些含鲕粒的砂岩延伸方向与凹陷边界走向基本一致，局部甚至成为鲕滩（沙河街组二段沉积时期的欢喜岭高地），可视为水体边界的水下一侧。在地层中虽然出现有零星的暴露水面的标志（薄层红色泥岩），但这并不足以改变沙河街组四段及二段沉积时期以水下沉积为主的事实。

与常态三角洲相比（如表 1-5-2），扇三角洲前缘中水下分支流河道（指状河道）沉积物十分发育是一个主要特征。在沉积过程中，携带碎屑的高势能水流从凹陷两侧泄入湖盆后，未能立即被湖水消化，仍具有一定的冲积能量，在湖底低处形成水下河道，高地则成为浅滩，河口沙坝发育不好。事实上，扇三角洲的水下河道是冲积扇的辫状河流在水下的自然延伸。这些河道受地形的严格控制，在相对低的部位，稳定性好，高的部位上则不够稳定。

因此，下辽河坳陷的扇三角洲沉积体具明显的近源、快速沉积的特点。其岩性剖面以颗粒粗大的砂岩和砂砾岩为主，在岩石类型上属低成熟度的硬砂质长石砂岩和杂砂岩。在矿物成分中，石英含量不高，仅为 30%～40%，成分复杂的岩块（花岗岩、中酸性及基性喷发岩）含量为 25%～30%，高者竟达 40%以上，杂基含量 10%左右；结构上多为分选差、颗粒不均匀的不等粒结构，颗粒形态呈不规则的、具棱角的片状、条状和球状，磨圆度较低。

层理构造和构造组合与辫状河流很相似，冲刷面和冲刷充填构造较发育，粗颗粒的砂砾岩底部常见冲刷面，具滞留沉积物（图版Ⅱ图 5），向上分别为槽状和板状交错层理、斜层理和迭复层理（爬升和水平均有，图版Ⅲ图 3），此外还发育有薄层的平行层理（剪切层理）和少量粒序层理（图版Ⅲ图 1）（为常态三角洲前缘砂中极难见到的现象），顶部为纹层状泥岩，几乎每个单砂层均为正韵律层序，是水下河道的形成、充填直至废弃的全过程。沉积构造组合特征如图 1-5-13。

表 1–5–2　扇三角洲与常态三角洲特征比较

特征＼类别	扇三角洲	常态三角洲
大地构造位置	构造运动活跃地区	构造运动稳定地区
物源距沉积区	距离近、坡降大	距离较远、坡降较小
水力学行为	具有与山区辫状河流相似的水力学特征，呈不稳定的高流速定向水流，对底层床砂仍有牵引能力，具高流态水力学行为	水流稳定，一般为低流速的定向性不明显的喷射流，对底层床砂的作用不甚明显，具低流态水力学行为
砂体的岩石学性质	普遍显示低成熟度，组成岩石的颗粒成分复杂，颗粒结构混杂	岩石具较高的成熟度，颗粒成分较简单，颗粒之间呈均匀结构
沉积物粒度	以粗颗粒为主，砂砾岩发育，粒度中值一般都大于 0.1mm	较细，以砂级和粉砂级为主，粒度中值小于 0.1mm
沉积构造组合	冲刷现象明显，具各类牵引层理，大型槽状交错层理发育，并夹有浊流、甚至碎屑流沉积物	冲刷现象少甚至无，牵引层理发育，但大型交错层理较少，基本没有浊流沉积物
相序关系	各相带被压缩在有限的空间内，相带狭窄，邻相呈突变，甚至缺少某亚相，相类型少，相序不完整	各亚相带发育完全，相带较宽，邻相之间为渐变，亚相类型较多，相序完整
代表性亚相典型	以水下分支流河道亚相为主，单砂层为正韵律，多个砂层叠合则显示反旋回或复合旋回	以河口砂坝亚相为主，单砂层为反韵律，多个砂层叠合为反旋回或复合旋回，呈明显的水退层序
砂体形态及其控制因素	砂体呈不规则的扇状或带状，砂体形态主要受湖底形态控制	砂体呈扇状、指状或幅射状，砂体形态主要受水流影响
砂体规模	一般较小，仅为数十至数百平方公里	较大，数百至数千平方公里，甚至更大

在粒度分析中，概率累积曲线形态为牵引流水动力搬运的特征，可以分为两种类型：一类为分选不好的类型（图 1–5–14），图形中缺少牵引总体，以跳跃总体为主，含量为 70%～80%，细截点为 2～3ϕ，此类样品多来自冲刷面以上的砂层，为水动力条件相对较强的环境；另一类为分选较好的类型（图 1–5–15），具分选较好的跳跃总体，含量 60%～90%，细截点 3～3.5ϕ，此样品采自小型板状交错层理中，水动力条件较前者弱。C—M 图（图 1–5–16），同样显示了牵引流的特征，多数点对应于 Q—R 段内，即递变悬浮搬运，也有不少点对应于 R—S 段内的正常悬浮段内，另外还有少数点呈滚动状态。这正是冲积沉积物的搬运方式。

在电性曲线上，水下分支流河道自然电位曲线呈突变式箱形或桶形；视电阻率曲线为厚

层或块状、底部高阻的特征。在下辽河坳陷内电性曲线作为相标志具有一定的使用价值，但是必须结合其它标志使用。

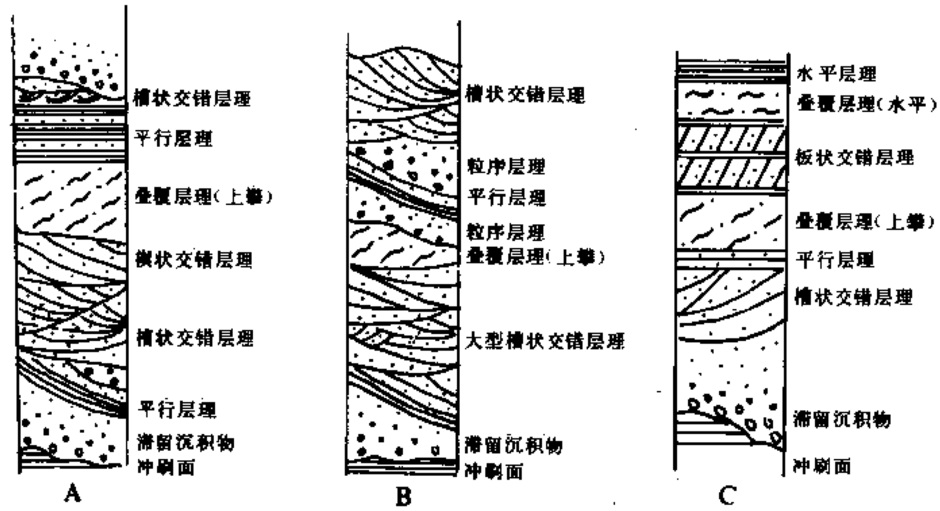


图 1-5-13　扇三角洲沉积构造组合示意图

A—典型辫状河流沉积层序；B—西部凹陷沙二扇三角洲沉积层序；

C—西部凹陷沙四扇三角洲沉积层序

扇三角洲的前缘中，除作为主体的水下河道以外，尚发育其它亚相，尤其在凹陷的缓坡一侧，亚相带的组合关系还是比较复杂的，水下河道的前方和两侧分别发育河口沙坝（甚至席状砂）、浅滩等亚相。

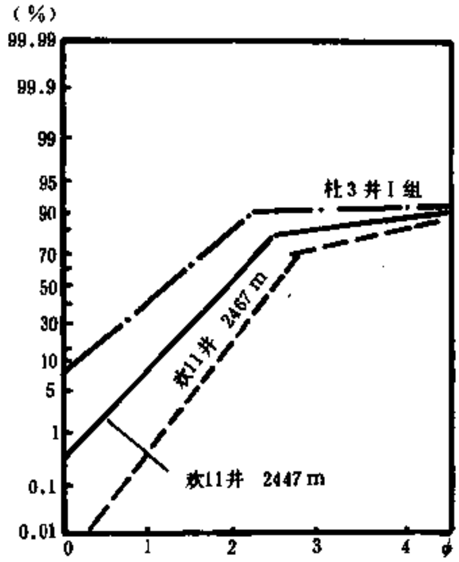


图 1-5-14　分选不好的分支流河道概率曲线图

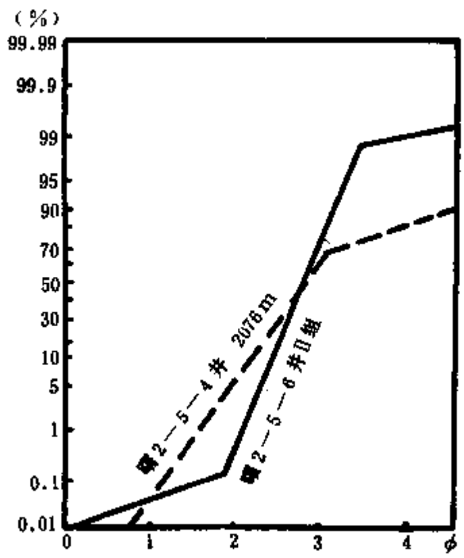


图 1-5-15　分选较好的分支流河道概率曲线图

河口沙坝亚相位于水下分支流河道向湖盆中心延伸方向上，在湖水作用下，水下河道水动力势头大为减弱以至完全消失的情况下，碎屑沉积为河口沙坝，岩性剖面为砂、泥岩不等

厚互层，砂岩略多，呈中—薄层状。在岩石学性质上，矿物成分成熟度未见明显提高，结构成熟度稍有变好。

沉积物层理构造与水下河道大不相同，几乎不见冲刷现象，槽型交错层理也少见，主要发育小型板状交错层理、斜层理及波状纹层。粒序组合上以反韵律为主，同时也有由反韵律过渡到正韵律的复合韵律。水下滑动面和同生断层作用形成的变形层理较多见。

粒度结构及分布特征如图（1-5-17），在概率累积曲线上表现为两段跳跃总体。细截点位置在 3～3.5ϕ，跳跃总体的二段性是二种状态水流汇合，具回流作用的表现。河道水流一般都是单向流动的，回流作用在河道中几乎是不存在的，无疑，具二种水体运动状态及其对颗粒的共同作用是河口部位所特有的动力机制。

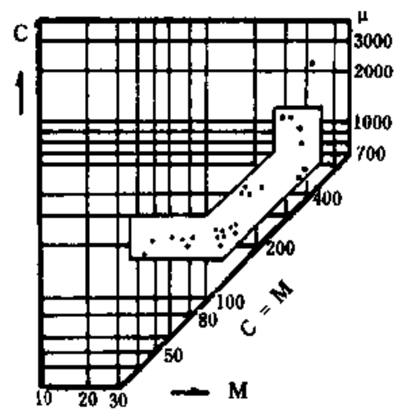


图 1-5-16　扇三角洲水下分支流河道 C-M 图（曙 3-7-9 井 1501～1506mE_2S_4）

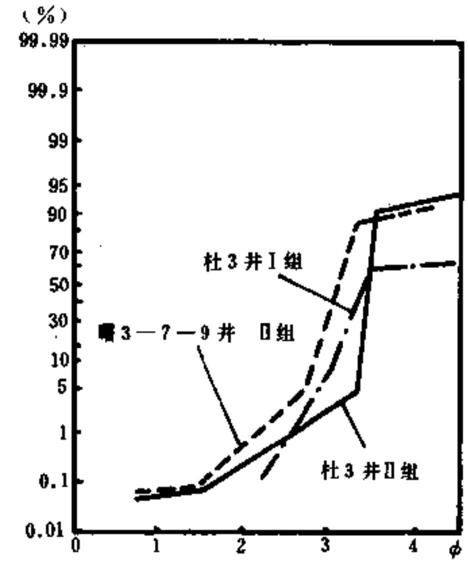


图 1-5-17　河口沙坝概率累积曲线图（E_2S_4）

浅滩亚相发育的有利部位是在水下河道两侧高地（古隆起）上。根据岩性分为鲕滩和砂泥滩。鲕滩主要分布在西部凹陷缓坡的古隆起上（沙河街组二段沉积时期），是局部特定条件下的沉积物。浅滩相带常见的是沙泥滩，岩性剖面呈砂、泥岩薄互层状，不同部位上，或泥岩偏多或砂岩偏多。在泥质岩类中，受季节变化影响的水平纹层，如钙质页岩十分发育。泥岩的层面上具小波痕，及保存完整的鱼化石等，反映了浅滩的宁静环境。砂质岩颗粒较细，以粉砂岩为主，细砂岩次之。除此之外，岩石学其它特征与水下分支流河道砂体相似。沉积构造简单，主要见脉状或透镜状层理，也有波状纹层和小型板状交错层理。

粒度分析的概率累积曲线（图 1-5-18）为三段式，有一个分选差的牵引总体及分选极差的跳跃总体和悬浮总体。浅滩区此类曲线的存在表明，除了洪水和微弱的波浪作用外，从其颗粒较一般浅滩粗这一现象看，近物源的条件对浅滩的沉积有相当大的影响。

扇三角洲体系各亚相中，水下分支流河道沉积物占有突出的地位，其它各亚相的发育状况在很大程度上受古地形制约，纵向和横向上与水下河道沉积物穿插，事件性影响的沉积物较常态三角洲多见，例如浊流或碎屑流沉积物等。

4.湖底扇（相）为主的沉积体系

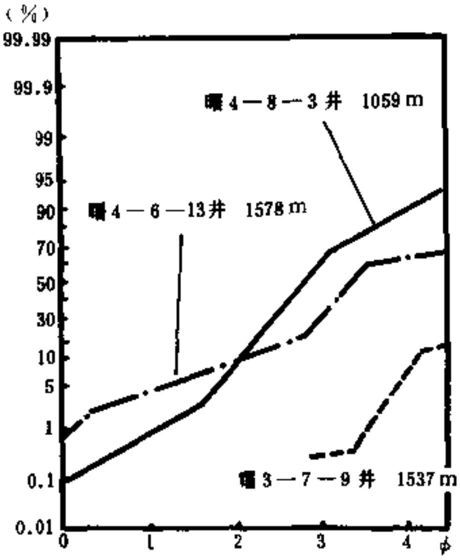


图 1-5-18　水下河道间浅滩概率曲线图

下辽河坳陷的湖底扇体系包括滑坡、近源及远端浊积相，是沉积物重力流作用形成的浊积岩集合体。

早第三纪以西部凹陷沙河街组三段沉积时期的湖底扇体系最为典型。西部凹陷在该时期强烈沉陷的结果，形成了持续时间较长的深水湖盆环境，为湖底扇体系的沉积提供了良好的场所。

古生物组合反映了深水湖盆的古地理环境，目前发现的介形类化石主要为地方性深水生态习性的属种，以华北介和纺缍玻璃介组合为代表，此外还有渤海藻、粒皱锥藻组合。其中纺缍玻璃介更能反映深水环境，与贝加尔深水湖泊内发育的玻璃介同属一个类型。

湖底扇体系是指湖泊中的浊积岩集合体。

在组成湖底扇的三个相带中（如表 1-5-3），滑坡相分布在凹陷最外侧，不同的古地貌环境造成了该相带分布范围的不同，在陡坡（西部凹陷及东部凹陷）该相带狭窄，受古地形控制，分布在断崖下的断槽内。在缓坡（西部凹陷）该相带较宽，沉积物是通过狭谷滑坡到坡脚谷口处，

表 1-5-3　浊积岩相划分标志比较表　（据阎火，1979）

标志＼相别	滑坡相	近源浊积相	远端浊积相
岩性	含泥砂质砾岩，夹泥砾	含砂砾岩，粗砂岩	细砂岩，粉砂岩
电性	自然电位幅度低，视电阻率幅度高，呈右侧突出的不对称形	自然电位幅度较左述升高，但视电阻率幅度减低，两侧呈基本对称形	自然电位幅度高，而视电阻率幅度低，两侧呈左侧突出的不对称形
沉积构造	冲刷侵蚀痕发育，粗颗粒与下伏泥岩呈突变接触，具滑动变形构造及小错断，少甚至无递变层理	冲刷痕减少，滑动构造无，递变层理增多	冲刷痕极少到无，递变层理发育，见底面流痕及负荷印痕
粒度	概率累积曲线上，粒度区间宽，呈一平缓直线横贯全图，沉积物整体悬浮搬运，峡谷天然堤部位与浊流相相似	粒度区间变窄，除悬浮组分外，还有相当比例的滚动和跳跃组分，曲线变陡	曲线形态相似于左，只是粒度更细，曲线右移，斜度更陡
垂向剖面	或粗剖面直接相接，或薄层泥质岩夹层，砂砾岩呈厚层块状	砂岩厚度减薄，但中间泥质岩夹层增多增厚	整个砂岩相均呈薄层状分布于大段泥质岩中

水下天然堤分布于峡谷两侧。近源浊积岩分布于滑坡相内侧，该相带在各处分布不均，地形平缓处，此带则宽，如兴隆台沙河街组三段上部；在地形较陡处，此带则窄，如高升莲花浊

积体。远端浊积相是在两侧近源浊积相所包围的中间部分，到目前为止，该相带仅有零星揭露。根据美国加州文图拉盆地的研究，砂体应在最深湖底位置发育，并沿盆地轴线向其下倾方向延伸。尽管各相带有宽有窄，形态各异，但是在西部凹陷往往沿最低轴线呈对称的分布状态。

下辽河坳陷湖底扇体系中的三个相带与沉积物重力流的四种浊积岩类型有一定对应关系。

(1) 滑坡相（块状碎屑流浊积岩相） 滑坡相是以碎屑浊积岩为主的块状岩体，是由某些诱发因素（洪水、地震）引起的滑塌事件形成的沉积物。碎屑物质滑入湖盆时，往往是泥、砂俱下，沉积剖面为不显示任何层理、由基质支撑、分选极差的"混凝土"块状体（图版Ⅱ图6）。此类浊积体的基质含量很高，多为30%～50%（例如曙2-8-005，曙2-9-004井），基质成分主要为砂质（粉-粗砂）和泥质。其中常见裹携了近岸浅水或深水泥岩块(撕裂屑)。碎屑流的流动呈块状整体运动，内磨擦很小，因此裹携物大都保存良好，甚至棱角分明，多在颗粒上部，类似漂砾。个别情况下，泥砾增多，为泥砾质的内碎屑砾岩。碎屑流成因的滑坡相浊积岩颗粒普遍粗大，多为砾岩，砾石直径区间范围较广，从细砾（>1毫米）到卵石（>100毫米）均可见到。很显然，滑坡相在沉积过程中是高粘滞性的、高密度的砾质碎屑流，与之相伴生的变形层理较多见，粒序层理少。

该相带中，仅仅在缓坡峡谷两侧的天然堤存在分选较好、颗粒均匀的砂体。此类砂体仅占整个滑坡相沉积很小一部分，但是对油气聚集却有着不可忽视的重要地位。

(2) 近源相（碎屑流—浊流浊积岩相） 近源相带的沉积物类型较复杂，除碎屑流沉积物外，还发育其它类型的浊积体，这是由于边缘外侧的碎屑流在向前流动中，随着流动距离的加大，粘滞性和密度随之降低向浊流转化的结果。但是本相带中5段具全的鲍马序列为数极少，主要以递变段形式出现。该递变段虽也称之为A段，但与鲍马序列中的A段相比，颗粒偏粗，为粗砂至细砾级。沉积剖面由多个这样的A段叠合而成。递变段与下伏层（前一个A段或暗色泥岩）具冲刷痕、槽模及重压的负荷印模（图版Ⅲ图2），多个A段的叠合显然为多次沉积的结果。因此，冲刷频繁，除见少量B段和偶见C段外，D段以上各段则十分罕见。

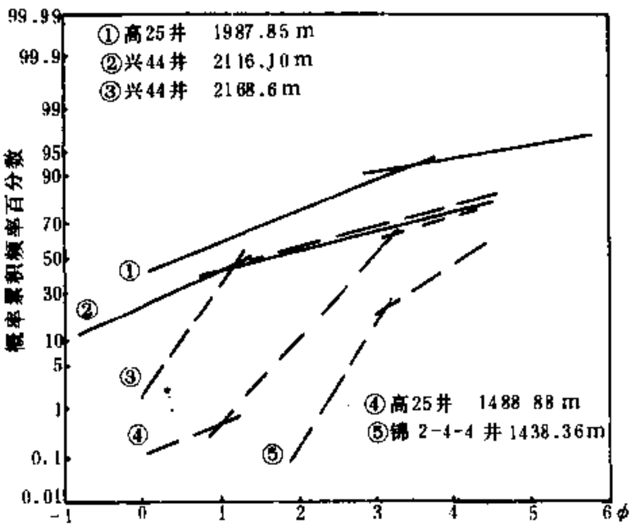


图1-5-19 湖底扇浊积岩概率曲线图

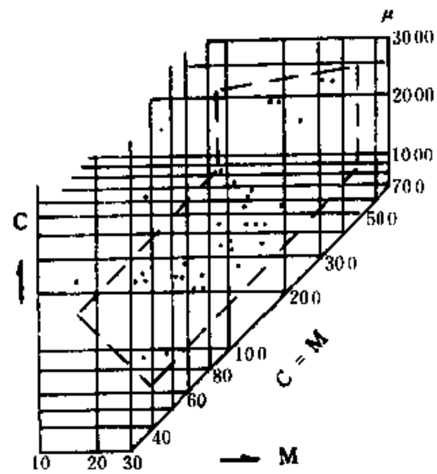


图1-5-20 湖底扇浊积岩C—M图

该相带的粒度结构，以分选差为标志，如图 1-5-19①、②所示，概率曲线呈平直状态。贯穿全图，粒度区间宽，为 0～6ϕ，粗粒部分含量较高，例如兴 44 井大于 2 毫米的颗粒占 10%，大于 0.5 毫米的占 40%左右，高 25 井大于 1 毫米的颗粒占 40%。仅在少部分层段中出现分选相对较好，颗粒大小均匀的砂体（如图 1-5-19③、④、⑤所示），粒度区间变窄，物性条件相应变好。C—M 图如图 1-5-20 所示，大部分呈悬浮搬运，即图形为平行于 C＝M 线，但仍然有少量为跳跃搬运，显然是由于颗粒粗大所致。

此外，在该相带中有一定数量的反递变段，一般厚度不超过 10 厘米，这是由剪切作用形成的颗粒支撑的颗粒流沉积物，有时与平行层理先后出现，有时则夹在粉砂岩层内，呈突变关系。但颗粒流的发生在下辽河坳陷内规模不可能很大，超孔隙压力支撑的液化流沉积物在该相带有可能存在，在变形层理中，有一部分是由液化作用形成的，但准确识别出来是困难的。

近源相浊积岩的沉积在不同部位受不同物源控制，陡坡一侧的近源相与断崖的滑坡相连，受东侧的中央凸起物源控制，颗粒的矿物成分以花岗岩为主，西侧缓坡的近源相则分别受四条水下峡谷通道供给的物源控制。因此可以认为，即使在深陷阶段具有统一的水域，但由于古地貌的差异，沉积作用仍具有明显的分割性，同为近源相带，其岩石性质在两侧各具特点（表 1-5-4）。

表 1-5-4　西部凹陷东西两侧砾石成分比较表

井别＼砾石成分	花岗岩	碳酸盐岩	中基性喷发岩	中酸性喷发岩	变质岩
高 3 井（东侧物源）	78	0.9	1.5		10.3
高 1 井（西侧物源）	8.9	1.4	4.7	1.7	82.3

(3) 远端相（层状浊流浊积岩相）　远端相浊积岩分布于凹陷最低轴线部位，是以浊流沉积为主的沉积物。虽然此相带还没有充分揭露，但从目前的零星资料分析，该相带的情况也是很复杂的，远端相是滑坡相和近源相沉积过程中的最终归宿，它又在很大程度上受上述两个相带沉积的影响。滑坡相碎屑流向湖底轴线流动过程中，流动性质的转化总趋势虽然是向浊流过渡，但是象下辽河坳陷湖盆如此狭小的沉积场所，不具备广阔的空间和充足的时间，因此难免出现一部分碎屑流沉积物。例如双北 26—44 井的岩芯中，在细颗粒的浊流沉积物中夹有碎屑流沉积的细砾岩。即使在细粒的浊流沉积物中，仍不会是很典型的鲍马序列。

远端相沉积物分布特征是在地势低洼处集合，向下倾方向的南部延伸，连片性较差，呈孤立的大小不等的透镜体状。

总之，下辽河坳陷的湖底扇体系是十分复杂的浊积岩集合体，无论在哪个相带中，均不存在单一成因类型的浊积岩，但还是可以根据一系列标志确定出占主要地位的浊积岩类型。不同类型的浊沉岩是沉积物重力流在流动过程中不同阶段的产物，并随部位的变化而发生转化，由凹陷边缘的事件性滑波作用的碎屑流开始，终止于湖盆中心的浊流（如图 1—5—21）。

碎屑流成因的浊积岩是湖底扇的主体，浊流成因的次之，颗粒流和液化流较少。碎屑流和浊流沉积物在剖面中互相叠置，但在不同阶段或不同部位上，以其中某一类占优势。

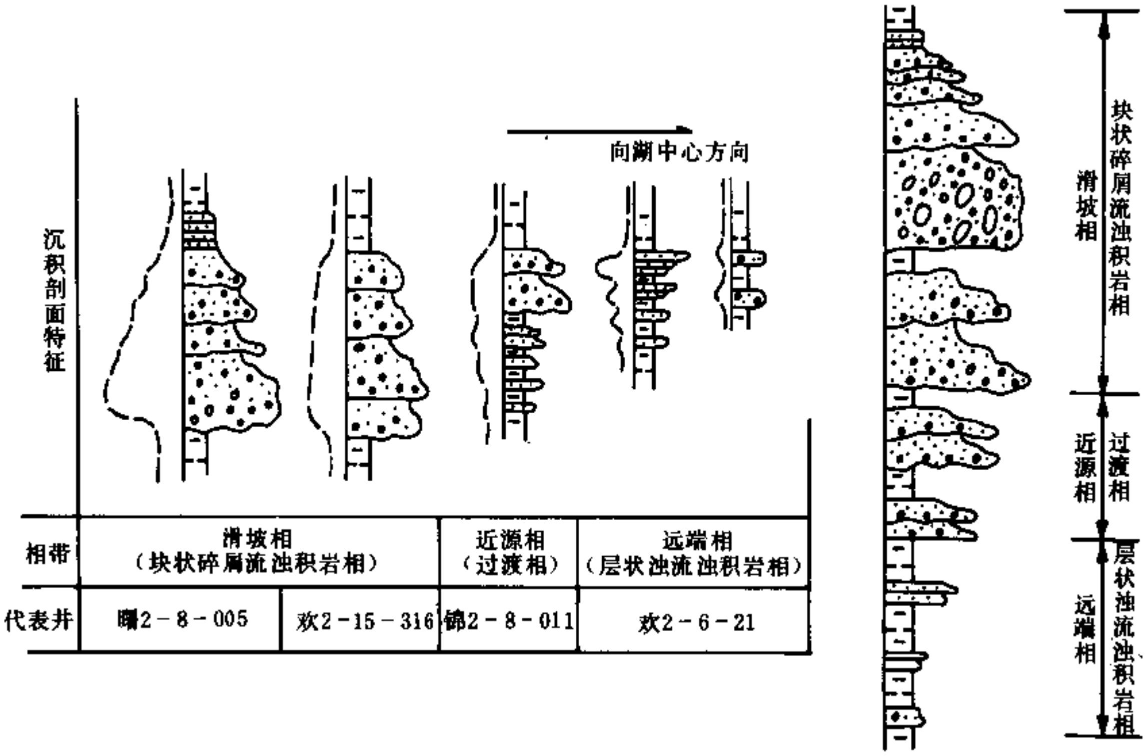


图 1-5-21　西部凹陷湖底扇体系各相带平面演化趋势

第四节　沉 积 模 式

下辽河坳陷在裂陷时期的断裂活动和块断运动对盆地的性质产生了决定性影响。

早第三纪初期，水平拉张的张裂运动活跃，西降的北东走向基底断裂普遍发育，不但对坳陷起着分割作用，同时也造成了被分割的凹陷呈东陡西缓的箕状形态，盆地在演化过程中的初始阶段就显示出了断陷性质。如果说初期阶段的箕状凹陷和盆地的断陷性质还不甚明显，那么在深陷阶段，西降的基底主干断裂活动加剧，凹陷深陷，同时新生的东掉断层普遍发生，引起了块断运动，断块的翘倾和陷落使盆地的基岩形态复杂化，盆地的断陷性质已完全确立。

下辽河坳陷内一切重要的地质现象都是由断裂活动和块断运动引起的，它对沉积的控制作用尤为明显。

沉积盆地的性质决定着沉积体系类型。在早第三纪，下辽河坳陷具断陷性质，各沉积体系的发育在时间上、空间上有一定的分布规律，它与盆地的演化过程密切有关。裂陷期的湖盆在一定发展阶段有一种起主导的沉积作用，发育一种占优势的沉积体系。

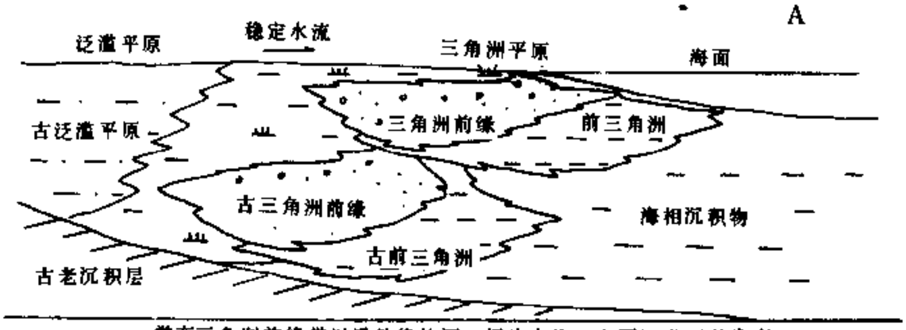
一、扩张初期阶段的沉积模式

在扩张活动初期（包括初始扩张和再次扩张）阶段，例如沙河街组四段、二段——段沉

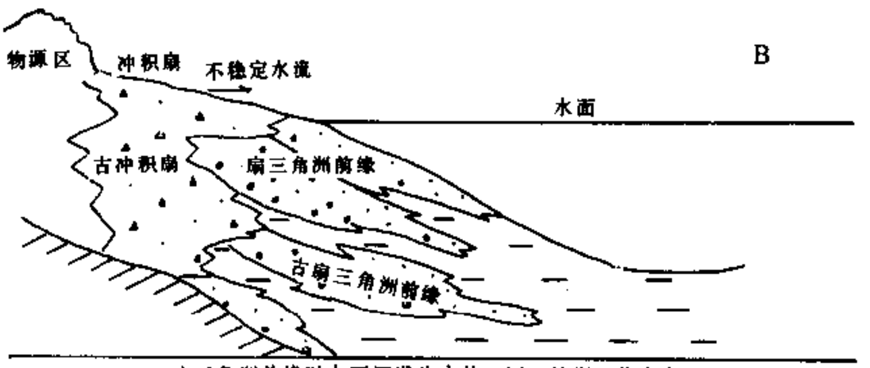
积时期，沉降速度与沉积速度大致相近，呈均衡补偿状态，沿湖盆短轴方向主要发育扇三角洲（包括陆上的冲积扇）体系，沿长轴方向则发育泛滥平原。下辽河坳陷内该时期以扇三角洲体系占优势。

大坡降的地貌环境是形成扇三角洲的必要条件，断裂活动和块断运动与大坡降地貌背景呈因果关系。常态三角洲在其入海（湖）口处甚至整个冲积平原的坡降很小，大都不超过1‰，以长江三角洲为例，其前缘相带中最大坡降为0.7‰，一般为0.2‰。而扇三角洲的地形坡降往往都比较大，为常态三角洲的数十倍甚至上百倍。世界上典型的扇三角洲都是大坡降地貌背景下的水流注入蓄水体形成的。如牙买加的亚拉斯扇三角洲坡降为15‰，死海裂谷的扇三角洲坡降为41‰。下辽河坳陷在其断陷时期，扇三角洲坡降在初期扩张阶段的沙河街组四段沉积时期为15‰至30‰；在再次扩张阶段（沙河街组二段——段沉积时期）为10‰至40‰。

很显然，扇三角洲与常态三角洲在坡降上的悬殊差异，导致了沉积砂体性质的不同，如图1−5−22所示。在砂体的岩石学性质、内部构造层序及相带组合等方面均表现有特殊性。具明显的高梯度、高流度、高底载、粗碎屑的冲积特征，在某些事件（洪水、滑坡）因素的作用下，可以改变碎屑物入湖的搬运方式，因此，在扇三角洲沉积物中，可夹有厚度不一、层数不一的浊流甚至碎屑流沉积物。



常态三角洲前缘带以反韵律的河口坝为主体，水下河道不甚发育。



扇三角洲前缘以水下河道为主体，河口沙坝不甚发育，
呈以正韵律为主兼有反韵律或复合韵律的复杂组合。

图1−5−22　常态三角洲与扇三角洲剖面特征比较图

A—常态三角洲；B—扇三角洲

二、深陷阶段的沉积模式

裂陷期的深陷阶段，例如沙河街组三段沉积时期，沉降速度大于沉积速度，呈深水湖盆环境，沉积物补偿不足，沿凹陷的短轴方向发育湖底扇体系，西部凹陷和东部凹陷的浊积岩体均属此类型。大民屯凹陷沙河街组四段沉积时期的北部地区和三段沉积时期的南部地区向湖中心方向也应发育湖底扇（待证实）；沿凹陷长轴方向则发育常态三角洲体系，该阶段在西部凹陷以湖底扇体系的沉积占优势。

深水湖泊环境和事件性因素是下辽河坳陷湖底扇体系发育必不可少的条件，湖底扇体系剖面虽然在宏观上为巨厚的砂砾岩层（可达数百米），但是这些沉积物并不是一次堆积而成的，在以碎屑流成因为主的剖面中，可以见到许多冲刷现象和泥质夹层；在以浊流成因为主的剖面中，A 段的迭置体盖在碎屑流沉积物之上。上述现象说明沉积过程受到多次事件的影响。

在深陷阶段中，强烈的沉陷和块断运动，使凹陷边缘甚至已沉积在湖盆内的碎屑物质处于不稳定状态，在诱发因素（地震、洪水等）作用下，依靠自身重力滑入湖盆，尽管有一定的势能和动量，但因其密度很大，很难爬越高地，遇阻时则沉积下来或转向低处流动，最终沿最低轴线分布，类似的过程周而复始，多次叠加，形成了湖底扇体系。可以认为湖底扇体系是裂谷构造运动发展到最活跃时期的高频脉动运动的产物。

因此，下辽河坳陷的湖底扇体系的沉积模式不同于沃克的扇模式，即不存在 A—E、B—E……E 段等层序在平面上有规律的组合关系。而是与苏黎世湖的湖底扇模式类似（见图 1-5-23），许氏的这种模式被称之为长轴模式(王苏民，1985)。但下辽河坳陷沙河街组三段沉积时期发育浊积岩的湖盆比苏黎世湖复杂，其中西部凹陷西部现存的湖盆边界是个因构造运动抬升剥蚀掉了相当大一部分地区的残留边界。由沙三段地层与上覆层的角度不整合分析，其原始湖盆边界应在目前的残留边界以西几公里、十几公里以外，现位于凹陷边缘的滑塌浊积相在沉积的当时应为湖盆腹地。因此，下辽河的湖底扇在平面上不能用扇状模式描述；在垂向上笼统地用鲍马序列识别断陷湖盆的浊积岩是不妥当的，至少是不全面的。构造因素控制下的非扇模式是符合下辽河坳陷湖底扇沉积特征的。

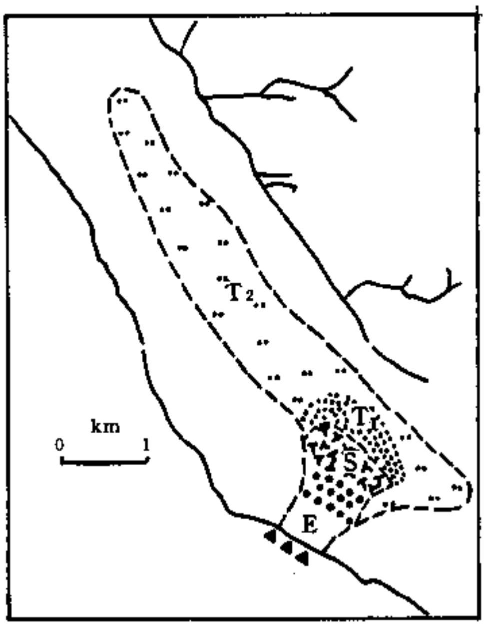


图 1-5-23 霍尔根滑坡浊积岩在苏黎世湖的分布（许靖华，1979）

E—侵蚀斜坡；S—滑坡相；T_1—近源浊积相；T_2—远源浊积相

三、由断陷向坳陷转化阶段的沉积模式

东营组沉积时期（第三旋回）的盆地性质，开始发生质的变化。由前两个旋回的断裂活动和块断运动为主要形式的构造运动转为断坳—坳陷为主要形式的构造运动，盆地的沉降速度大大降低。

当盆地的沉降速度小于沉积速度时，呈现不均衡补偿状态，补偿过剩。这种过补偿的沉积作用使盆地淤填，盆地从湖泊环境转为河流冲积的泛滥平原环境，在全坳陷范围内，泛滥

平原相沉积占优势。

四、几点结论

综观下辽河坳陷早第三纪各阶段的沉积体系，以冲积扇、扇三角洲和湖底扇为代表的短轴方向物源控制的沉积体系占有重要地位。它们的共同特点是：都以碎屑岩沉积为主；都是由坡降大、流程短的河流或季节性洪水，将沉积物以牵引流或以重力流的形式进入湖盆卸载而成；湖水对沉积物的再改造作用微弱；多数体系规模不大，仅数十至数百平方公里；分布形态主要受地形控制，只是由于湖盆发育阶段不同、沉积环境（表现在水体深度和坡降）亦有所不同，才将它们分别置于陆上，水陆过渡带和水下。

下辽河坳陷位于构造运动活跃地区，断裂活动频繁、造成大坡降的地貌条件，物源区与沉积区紧邻，沉积物被限定在极有限的空间内，因此，各沉积体系在横向上压缩得很紧，甚至连为一体（或缺少某些相带）。所以坳陷内沉积体系内各相带狭窄，分异不明显；不同体系，甚至同一体系内各相、亚相之间界线难以划分。

冲积扇、扇三角洲和湖底扇几乎都是沿凹陷的短轴方向发育，这是因为短轴方向较长轴方向的坡降大，物源具有较活跃的性质。上述各体系在狭小的凹陷内快速沉积的过程中，不仅缺乏广阔的发育空间，同时也缺少充足的时间，因此其沉积物普遍为低成熟度类型。

此外，还发育以泛滥平原（河流）相、三角洲相为代表的长轴物源控制的沉积体系。它们沿小坡降的长轴方向发育，有源远流长的特征，沉积物相带（亚相）较齐全，类型复杂，沉积物普遍显示相对较高的成熟度。

短轴方向物源和长轴方向物源的发育与否，和盆地的性质有关：在湖盆呈断陷性质时，例如第一、第二沉积旋回中，短轴方向的物源占优势；湖盆呈断坳性质时，例如第三沉积旋回中，长轴方向的物源占优势。

综合上述，下辽河坳陷早第三纪的沉积演化过程主要具有以下特征：

1.盆地或凹陷都具有明显的分隔性

剧烈的构造运动是中新生代以来中国东部地区的一种普遍现象。下辽河坳陷在早第三纪正值裂谷构造活动的高峰期——裂陷期，强烈频繁的断裂活动和块断运动将盆地（凹陷）分割成高低起伏、隆洼相间的复杂状态。

2.盆地的沉积作用具多物源、多中心性

盆地的长期分隔，使盆地或凹陷内的沉积作用在各自被分隔的局部区域内独立进行，多物源、多沉积中心的特征十分明显。

3.具多种类型的沉积体系

被分隔的盆地或凹陷内各自独立进行的沉积作用受各自的断裂运动和周边环境控制。断裂活动的时间、强度在各沉积区表现不一，造成了各沉积区沉积演化、沉积体系发育的特殊性和多样性。

4.事件性沉积作用占重要地位

盆地的构造运动频繁、块断运动强烈，是诱发事件发生的主导因素。裂谷裂陷期的深陷阶段，事件性沉积则更为明显。

5.沉积演化具阶段性；沉积过程具突变性

6.沉积物以近源快速沉积的低成熟度岩性为主

在盆地内，沿大坡降的短轴方向上物源具有很高的积极性，是盆地内碎屑物质供给丰富的重要原因，也是形成冲积扇、扇三角洲和湖底扇体系的基本条件。它们均具有沉积速率高

(0.22～0.35 毫米／年）岩石成熟度低的特点。快速的沉降配合快速沉积形成了良好的生、储、盖组合，为在下辽河坳陷各层系形成丰富多彩的油气藏类型提供了有利条件。

第六章 油 气 生 成

第一节 原油性质及分布特征

下辽河坳陷含油气丰富，自太古界至上第三系共发现了十几套含油层。

下辽河坳陷原油性质差异大，除正常原油外，还有高密度、高粘度的稠油，高含蜡、高凝固点的高凝油……等等，它们的分布均具有明显的分区性。

一、原油性质

根据761口井的原油分析结果统计，下辽河坳陷原油的物理性质见表1-6-1。

表1-6-1 下辽河坳陷原油物理性质统计表

指标	密度ρ_{20} (g/cm^3)	粘度50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	硫含量 (%)	沥+胶 (%)	初馏点 (℃)	总馏量 (%)
最大值	1.0189	17439	65	56.9	0.852	56.1	268	70.3
最小值	0.8025	1.06	−54	1.23	0.012	2.3	54	6.0
代表值	0.8624	25.9	26	12.4	0.100	12.8	105	39.8

表1-6-2 下辽河坳陷三个凹陷原油性质对比表

指标 \ 数值 \ 凹陷	西部		东部		大民屯	
	范围	代表值	范围	代表值	范围	代表值
密度ρ_{20} (g/cm^3)	0.8156～1.0189	0.8684	0.8050～0.9776	0.8418	0.8025～0.9590	0.8581
粘度50℃ (mPa·s)	1.06～17439	29.7	2.4～583.6	6.5	2.26～135.34 (100℃)	9.6
凝固点 (℃)	−45～49	19	−54～36	23	−23～65	40
蜡含量 (%)	1.23～30.8	9.6	2.1～27.5	13.6	4.23～56.9	23.5
硫含量 (%)	0.018～0.852	0.106	0.012～0.47	0.072	0.03～0.27	0.088
沥+胶 (%)	2.3～56.1	13.6	4.0～33.91	9.7	3.5～30.0	12.2
初馏点 (℃)	54～268	114	70～246	100	67～213	109
总馏量 (%)	6.0～70.3	32	9.7～69.5	45	9.0～69.1	36

在不同的油气聚集区，由于地质背景的不同，原油性质也有较明显的差异。下辽河坳陷三个凹陷的原油性质也不相同（见表 1-6-2，图 1-6-1 到图 1-6-3）。从表 1-6-2 可以看

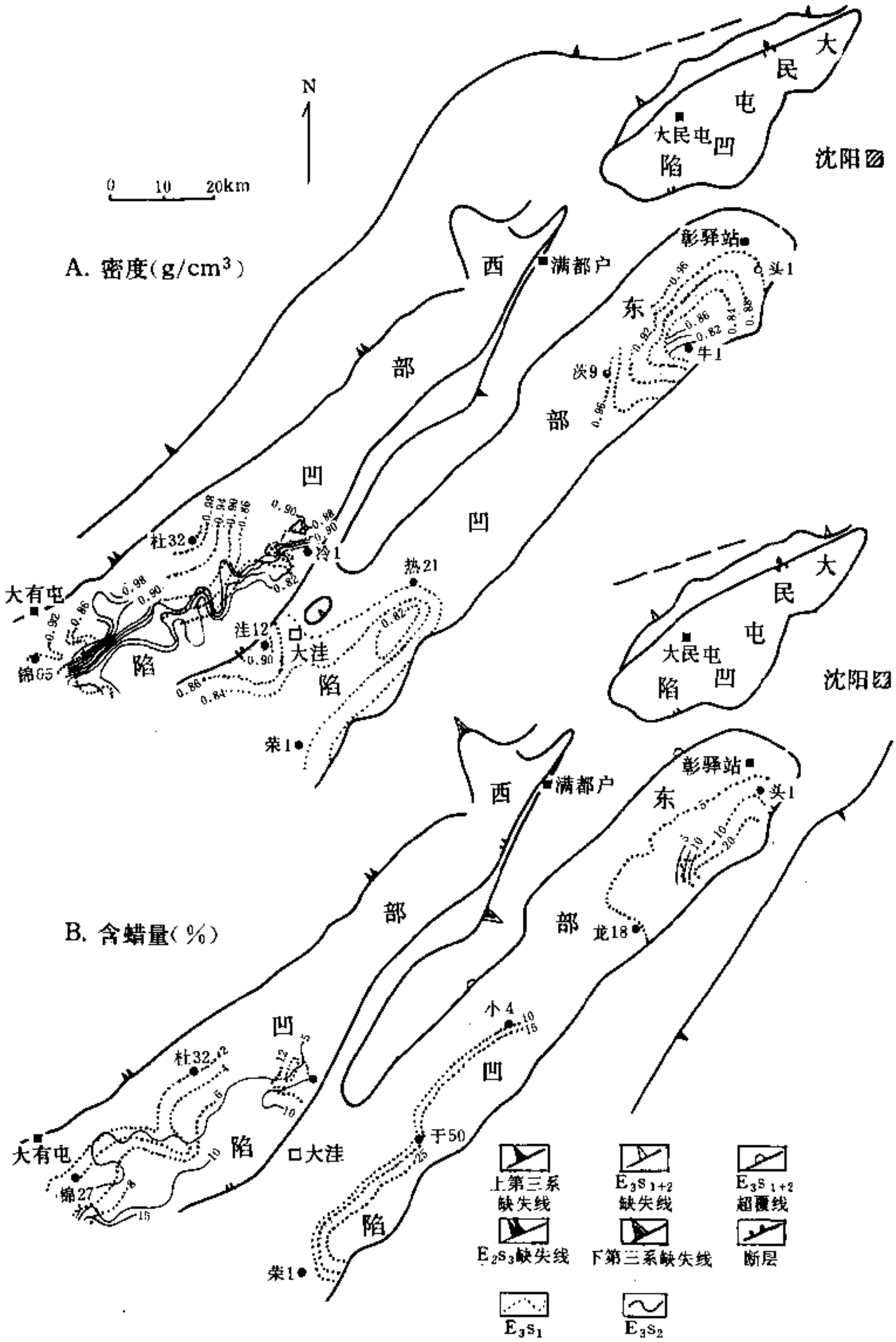


图 1-6-1 下辽河坳陷下第三系沙河街组一、二段原油性质分布图

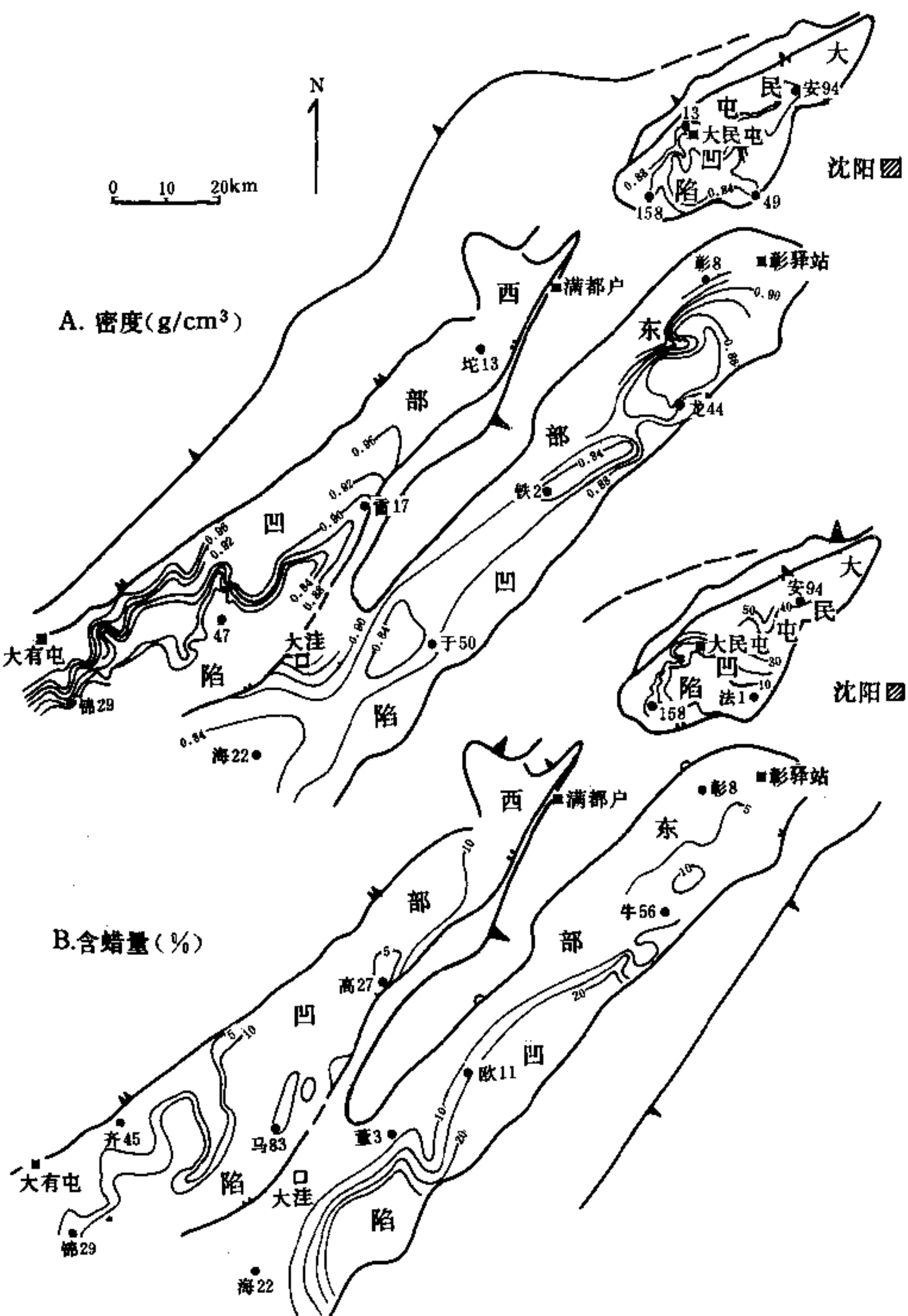


图 1-6-2 下辽河坳陷下第三系沙河街组三段原油性质分布图

(图例同图 1-6-1)

出，三个凹陷的原油性质以东部凹陷为最好；西部凹陷原油性质差异性较大，其中蜡含量、凝固点都比较低；大民屯凹陷原油中的蜡含量、凝固点都明显地高于其它两个凹陷。据抚顺石油研究所资料，其中 80 号地蜡含量占原油的 5%～25.3%。

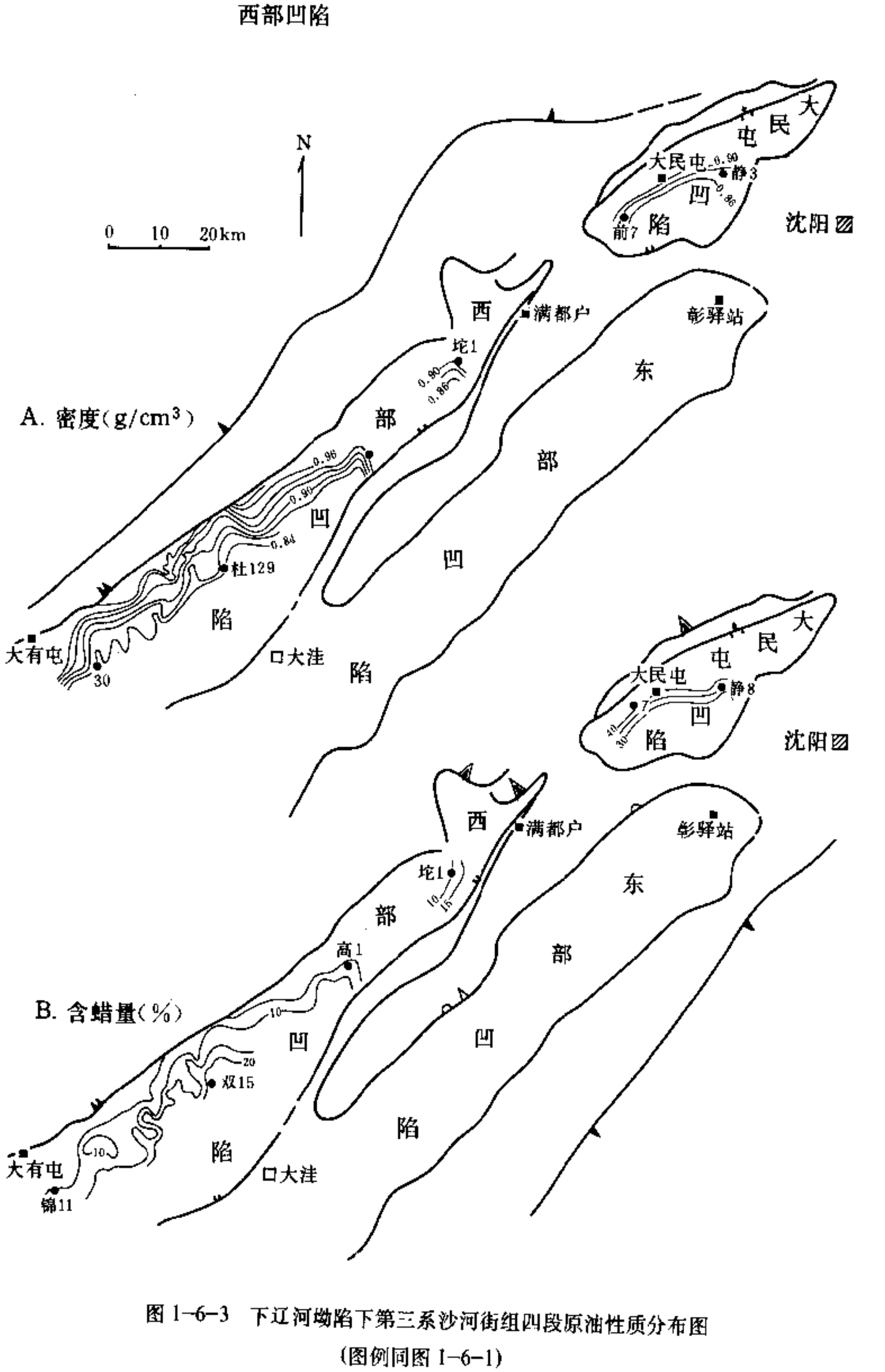


图 1-6-3　下辽河坳陷下第三系沙河街组四段原油性质分布图
(图例同图 1-6-1)

原油的化学性质，据统计，其族组成中饱和烃含量变化比较大，为 25.16%～83.31%，

平均 49.96%；芳香烃含量平均为 19.74%；沥青质含量不高，大多变化在 3.5%～8.83%左右；饱和烃／芳香烃值的变化区间是 1.17～11.06，其中，大民屯凹陷高凝油的饱和烃／芳香烃值普遍大于 4，最高者达 11.06。原油饱和烃色谱、色–质分析表明，下辽河坳陷的原油大多是成熟型原油，但也存在着低熟油和降解型原油。原油饱和烃中均含有甾类化合物和萜类化合物，萜类化合物的含量要高于甾类化合物，三个凹陷相比较，东部凹陷的含量相对较为丰富，含量最低的是大民屯凹陷。甾类化合物包括规则甾烷、重排甾烷和 4–甲基甾烷三个系列；萜烷系列中检出的化合物有二环倍半萜、三环二萜烷、藿烷型五环三萜烷、非藿烷型五环三萜烷和 8，14–开环藿烷等，它们的丰度和内组成特征则常因地而异。原油中碳元素含量为 80%～90%，一般在 86%左右；氢元素含量一般在 11.5%左右。原油中钒卟啉含量甚微，镍卟啉含量为几个 ppm 到 400ppm，平均为 97.27ppm，进一步证明了下辽河坳陷的原油是陆相成因的石油。

总之，下辽河坳陷的原油乃属于低含硫、低钒／镍比值、高含蜡的石蜡基石油，具有典型的陆相原油的特点，与国内外海相成因的石油性质有着明显的差别，(表 1–6–3)。

表 1–6–3　下辽河坳陷原油性质与国内外原油性质对比表

地区 \ 指标 \ 项目		蜡含量 (%)	硫含量 (%)	钒含量 (ppm)	镍含量 (ppm)
世界海相油区①		2.7	0.74	委内瑞拉 27.2 科威特 22.5	3.94 6.0
句容盆地	海相	3.8	0.53		
	陆相	27	0.13		
玉门油田		16.1	0.15	<0.02	18.8
南阳油田		45	0.10	2.26	13.08
胜利油田		14.6～26.6	0.85	1.0～3.1	22～34
冀中坳陷		8.9～24.3	0.01～0.46	2.412	27.07
任丘油田		22.8	0.36	0.73	15.0
下辽河坳陷	西部凹陷	9.6	0.106	微	97.3
	东部凹陷	13.6	0.072		
	大民屯凹陷	23.5	0.088	0.5	15.9

①据 200 多个地区 1000 多个样品资料的统计结果。

二、原油类型

原油分类是一项比较复杂的工作，目前国内尚无统一的分类标准，一般都是根据各油区的各自特点和需要进行分类。

1.历年原油分类简况

1980年以前对下辽河坳陷的原油分类仅限于物理性质的分类，80年代以来，随着新技术的开发，地球化学方法的增多，对原油的研究也在不断地深入。历年对下辽河坳陷原油分类简况见表1-6-4。

表1-6-4 历年原油分类一览表

时间	研究课题	原油分类		分类依据
1979～1980	下辽河坳陷油气水性质、分布规律及控制因素分析	原生型	未氧化型	物理性质
			残留型	
		次生型	未氧化型	
			氧化型	
		凝析油型		
1981	辽河裂谷西部凹陷南区下第三系生油岩特征及油源对比	原生型	成熟度高	物理化学性质
			成熟度低	
		次生型	未氧化型	
			氧化型	
		凝析油型		
1985	大民屯凹陷原油性质及油源	原生型	正常原油	物理化学性质
			高凝固点油	
		次生型	低凝固点油（降解型）	
1986	大民屯凹陷高凝油性质及分布特征	高凝油		物理性质
		混合型油		
		稀油		
		低凝油		
1986	辽河盆地下第三系石油和生油岩的生物标记化合物研究	无降解		生物标记化合物
		中等降解		
		较严重降解		
		严重降解		
		剧烈降解		

2.原油类型及特征

近期经过对三个凹陷原油性质的综合分析，按其物理、化学特征将它们划分为原生型和次生型两大类。原生型又分为成熟型（包括正常原油、高蜡高凝固点原油）和低熟型原油；

次生型则包括降解型和严重降解型两种。各类原油的特征见表 1-6-5 和图 1-6-4。

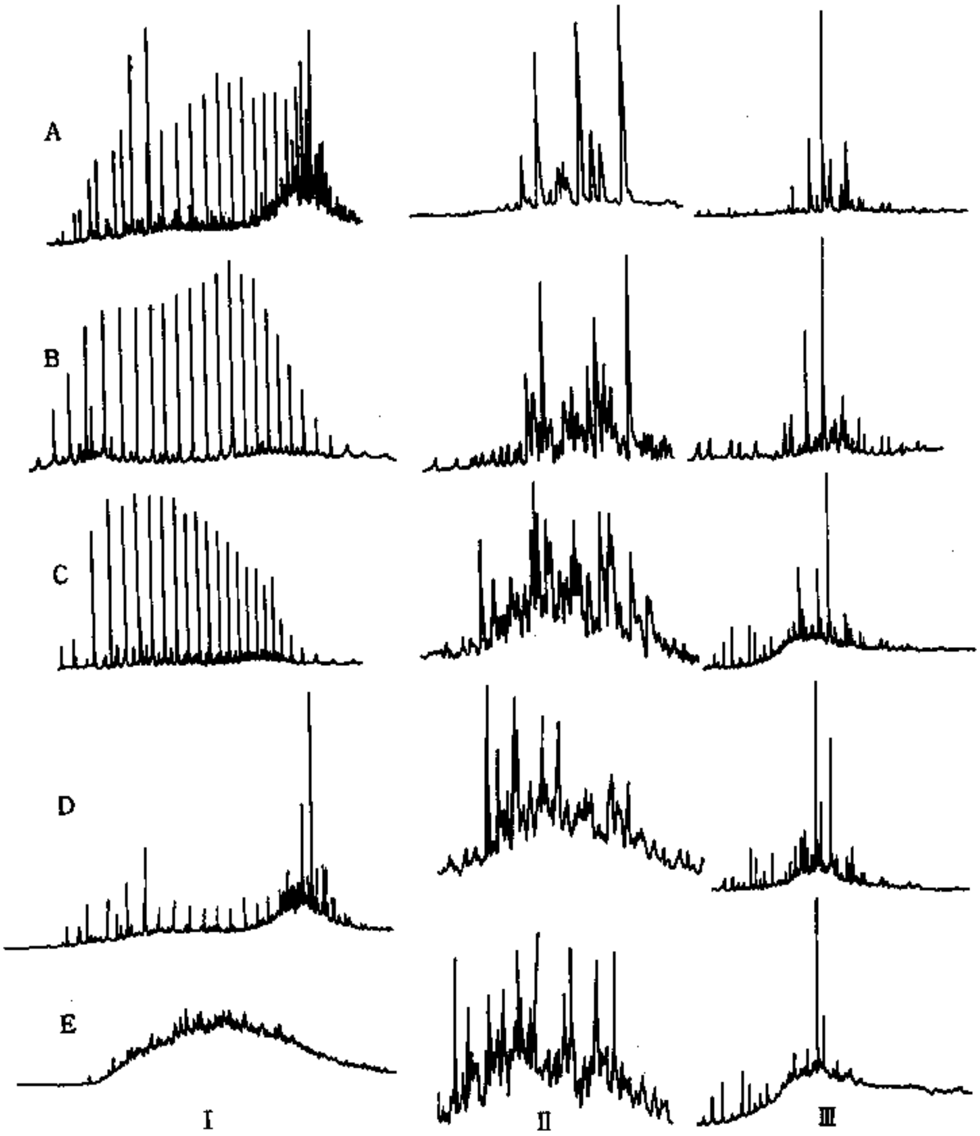


图 1-6-4　不同类型原油饱和烃特征谱图

I—色谱图；II—m／z217 质量色谱图；III—m／z191 质量色谱图；A—低熟原油；B—高凝油；C—正常原油；D—降解型原油；E—严重降解型原油

正常原油的性质好（图 1-6-4C），饱和烃含量高，其中正构烷烃含量丰富，异构烷烃和环烷烃含量很少；原生藿烷占藿烷总量的 50%以上；未检出 25-降藿烷。在甾类、萜类系列中，$C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$大于 0.5，$C_{31}\frac{22S}{22\ (S+R)}$大于 0.6；说明其异构化已趋于平衡，原油已经完全成熟。

表 1-6-5　下辽河坳陷原油类型特征表

特征＼类型	原生型			次生型	
	成熟原油		低熟原油	降解油	严重降解油
	正常原油	高蜡高凝油			
密度 ρ_{20}（g / cm^3）	0.80～0.90	0.84～0.90	0.90～0.95	0.90～0.95	＞0.95
粘度（mPa · s）	50℃ 2～50	100℃ 3～100	50℃ ＞300	50℃ 30～500	50℃ ＞500
蜡含量（%）	5～25	＞25	＜10	＜10	＜5
硫含量（%）	0.01～0.35	0.01～0.20	0.40～0.60	＞0.20	＞0.25
沥+胶含量（%）	5～30	5～30	＞30	25～40	＞40
凝固点（℃）	5～40	＞40	0～20	−5～5	＜0
总馏量（%）	30～70	25～60	10～40	10～30	＜20
饱和烃（%）	平均 65.47	平 70.56	20～50		
饱 / 芳	平 4.34	平 6.25	平 1.77		
饱和烃色谱	烷烃丰富 前峰型	烷烃丰富 后峰型	正烷烃 含量少	正烷烃减少 异构烷烃丰富	正烷烃消失
Σ 异 / Σn	0.20±	＜0.20	0.50±	≥1.0	无法计算
Pr / Ph	平 1.82	平 2.35			
重排 / 规则 C_{27}	0.61	0.75	＜0.1	0.48	0.97
C_{27} 三降藿烷（%）	10～30	15～20	＜10	20～30	＞20
$\frac{20S}{20(S+R)}C_{29}$	＞0.5	＞0.4	＜0.3	0.41	0.61
$\frac{22S}{22(S+R)}C_{31}$	＞0.5	＞0.5	＜0.5	0.59	0.61
芳香烃　菲(%)	69.68	49.46			
芳香烃　五环芳香烃（%）	20.62	36.63			

高蜡高凝固点原油（简称高凝油，图 1-6-4B）突出的特点是蜡含量很高（大于 25%，最高可达 56.9%）、凝固点高（大于 40℃），饱和烃中正构烷烃含量非常丰富（大于 80%），碳数分布呈后峰型，nC_{21}^{-}/nC_{22}^{+} 值普遍小于 1.0，平均仅 0.58，姥鲛烷大于植烷；甾类化合物以 C_{29} 甾烷为主（大于 40%）；萜类化合物中奥利烷峰有较强的显示，这些都说明高凝油的母源物质乃来自高等植物。从甾、萜类化合物的构型转化来看，$C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$ 大于 0.4，少数达 0.5 以上，说明这类油是属于成熟型原油。

低熟油（图 1-6-4A）性质比较差，异构烷烃含量丰富，植烷优势突出，植烷／nC_{18} 值均大于 1.0，高者可达 10.0 以上。这类原油中含有丰富的原生藿烷，占总藿烷的 70%以上；降藿烷含量很少，三降藿烷所占比例在 4%以下；重排甾烷含量甚微，$C_{29}\frac{20}{20\ (S+R)}$ 值小于 0.3；在游离卟啉中以玫红型卟啉为主（占 63.9%）等，都是低成熟的特征。

次生型原油系指原生型原油在遭受生物降解及水洗氧化后产生了较大程度的蚀变，性质发生了明显的变化。这类原油性质差。降解型原油（图 1-6-4D）中饱和烃含量明显减少，异构烷烃含量相对增多；在严重降解型原油中（图 1-6-4E），正构烷烃几乎全部损失掉，保存下来的只有部分异构烷烃和环烷烃。降解型原油中重排甾烷含量丰富；在严重降解的原油中，重排甾烷含量已大大地超过了规则甾烷的含量，有的甚至检测不到明显的规则甾烷。在这类原油中检出了 25-降藿烷系列化合物，其丰度随着原油降解程度的加深而增大。在严重降解的原油中还存在着完整的孕甾烷系列化合物，包括雄甾烷、4-甲基孕甾烷和高孕甾烷等。

三、原油的分布特征及控制因素

1.纵向分布及控制因素

原油性质在纵向上的分布主要受埋藏深度所控制，总的特点是油层埋藏深度大，原油性质好，油藏埋藏浅，原油性质差，三个凹陷下第三系的原油性质都具有自老至新由好变差的特点，如表 1-6-6 所示，各井都具有同样的变化趋势。这种原油性质的分布在地层条件下也有明显的反映，如图 1-6-5 所示，浅部原油的性质差，密度、粘度大，气油比和饱和压力小，菱形图呈瘦长形；随着埋藏深度的增大，原油性质逐渐变好，菱形图呈扁平形。表 1-6-7 中沈 30 井原油性质的分布状况主要是油气纵向运移起了重要作用；在某些油藏内部，如杜 117 等井的杜家台油层，由于重力分异作用导致原油性质具有下重上轻的特点。

2.原油性质的横向分布特征

原油性质在平面上的分布，不同层位在不同凹陷具有各自的特点。

(1) 馆陶组　馆陶组油层仅在西部凹陷曙光油田曙一区和欢喜岭油田齐家地区的边缘部位钻遇。原油物理性质差，密度大于 1.0 克／立方厘米（20℃），粘度大于 1000mPa · s，蜡含量很低；饱和烃含量仅有 29.67%，饱和烃／芳香烃值为 1.75，沥青质含量却高达 20.66%；元素中碳、氢含量分别为 85.78%和 10.26%，氧含量为 2.32%；饱和烃中正构烷烃已全部损失，异构烷烃优势明显；在 m／z191 质量色谱图上检出了 25-降藿烷系列化合物，在 m／z217 质量色谱图中，重排甾烷占了 10.29%。显然，该层原油是属于典型的严重降解型原油。

表 1–6–6　原油性质纵向分布表

井号	层位	井深 (m)	密度 20℃ (g/cm³)	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	硫含量 (%)	沥+胶 (%)	总馏量 (%)
欢30井	E_3s_1	1920～1927.2	0.8665	5.79	4	5.86	0.062	8.85	37.8
	E_2s_3	2653.4～2676	0.8249	2.70	18	8.85	0.068	4.46	51.6
	E_2s_4	3053～3118.4	0.8271	5.48	26	9.46	0.138	7.71	46.5
新齐14井	E_2s_2	1976.2～2013	0.8529	5.32	25	4.45	0.099	11.08	38.8
	E_3s_3	2992～3008	0.8526	5.11	18	6.16	0.169	11.36	45.1
	E_2s_4	3184.8～3194.2	0.8500	4.88	22	5.72	0.086	8.15	43.8
		3205～3241.2	0.8475	5.06	24.5	5.05	0.090	8.11	44.1
锦16井	E_3s_2	1255～1418.8	0.9317	54.10	−36.5	4.25	0.206	19.00	21.6
	E_2s_4	2023.2～2066.4	0.8828	10.54	−3	4.64	0.219	14.60	42.1
龙17井	E_3d	1741.4～1746.6	0.8660	25	30	8.6		13.9	20
		2164～2198	0.8536	11	29	14.02		14.1	32.1
		2215.4～2224.6	0.8387	8	33	12.72		9.4	33.8
牛60井	E_3d	1697.4～1783.6	0.9107	13	0	3.7		15	25.4
		1754.4～1757.2	0.8944	10	1	3.6		14	42.5
		1832.6～1836.6	0.8112	2	25	4.4		5.3	56.6
		1953.4～1966	0.8243	2.9	25	8.4	0.051	7.2	53.8
		2030.4～2034	0.8266	2.7	32	9.3	0.069	7.1	58.8

(2) 东营组　目前仅在西部凹陷的马圈子、双台子地区、东部凹陷的牛居—青龙台、黄金带及大洼—海外河地区取得了资料。从表 1–6–8 看出，大部分地区原油性质都比较好，饱和烃中的原生藿烷和原生甾烷含量丰富。但成熟度有差异，马圈子地区原油成熟度比较低，$C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$仅 0.28；东部凹陷原油成熟度较高，$C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$值为 0.62。总的来看，东部凹陷原油性质优于西部凹陷；海外河地区原油性质在埋深小于 2000 米时差，埋深大于 2000 米时比较好。从其化学性质来看，海外河地区的原油由于保存条件欠佳而发生了不同程度的蚀变，尤其是埋深小于 2000 米的原油，沥青质含量比较高，为 8.63%～17.98%。

表 1-6-7　原油性质纵向分布表

井号	层位	井深 (m)	密度 20℃ (g / cm³)	粘度 50℃ (mPa · s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	沥+胶 (%)	总馏量 (%)
沈30井	沙河街组三段	2321.4～2328.6	0.8199	2.69	26	7.89	6.41	67.3
		2825.6～2844	0.8169	2.26	9	6.57	5.94	72.1
		2999.6～3067.8	0.8385	3.78	24	8.60	9.69	65.1
		3062.2～3067.8	0.8336	3.34	27	10.14	4.64	66.3
杜117井	杜家台油层	1046～1056	0.9293	383.5	21	7.21	33.56	16.0
		1059～1060.8	0.9326	477.2	19	7.17	28.04	15.0
杜124井	杜家台油层	3001.4～3149.6	0.8487	6.55	23	9.24	16.86	37.5
		3112～3149.6	0.8775	84.2	39	10.52	20.74	20.6
杜131井	杜家台油层	2757～2758.2	0.8614	11.0	28	9.21	16.09	32.5
		2773～2784	0.8746	19.0	31	13.53	15.74	26.6

(3) 沙河街组一段　沙河街组一段原油分布在西部凹陷的欢—双、兴—马地区；东部凹陷的茨—牛—青和黄—于—热地区及海外河一带。原油性质差异大，尤其是在西部凹陷的西部斜坡边缘，存在着次生降解型和严重降解型原油。如曙光油田的曙一区、欢喜岭油田的齐40、锦45块等都是当前重点开采的稠油区块，在这些原油中，重排甾烷相对丰度很高，同时还检出了丰富的25-降藿烷系列。在西部凹陷的洼陷区内（包括双台子、兴-马地区）原油性质好，尤其是在近清水洼陷的马圈子地区，原油性质最好。总的分布特点是自西向东、自北向南原油性质逐渐变好（见图 1-6-1）。

东部凹陷的原油多是未遭受生物降解的原油，性质好，饱和烃／芳香烃值平均达5.79。甾类、萜类化学分析表明，原油的成熟度比较高，其$\frac{20S}{20\ (S+R)}$ C_{27}甾烷和$\frac{22S}{22\ (S+R)}$ C_{31}萜烷分别都在 0.5 以上。海外河地区原油性质也比较好，饱和烃含量都大于 45%，但色-质分析表明，其重排甾烷含量比较丰富，说明其经历过一定程度的降解作用。

(4) 沙河街组二段　沙河街组二段原油分布在西部凹陷曙光—雷家以南地区、东部凹陷的牛居、黄于热和海外河地区（图 1-6-1）。西部凹陷原油性质变化比较大，尤其是西部斜坡西部边缘地带的原油都是稠油，原油性质差，属严重降解型原油；兴马地区和双台子一带

的原油性质好，因为油藏埋藏深，保存条件比较好。东部凹陷的原油性质好，保持了原生油的性质。

(5) 沙河街组三段　西部凹陷沙河街组三段的莲花油层、大凌河油层、热河台油层、东部凹陷和大民屯凹陷的沙河街组三段都获得了工业性油流，是当前开采的重要生产层之一。沙河街组三段原油性质的分布参见图 1-6-2。

莲花油层主要分布在高二、三区和曙光一带。高升地区原油性质差，饱和烃含量仅 15%～35%，饱和烃／芳香烃比值小于 2.5；异构烷烃含量很丰富，正构烷烃保存也较好；甾类化合物中规则甾烷含量都在 70%以上，重排甾烷的含量基本上趋于零；萜烷中以五环三萜烷为主，三降藿烷仅占 5%以下；芳香烃系列是以多环芳香烃为主，低环芳香烃含量极低，这些都表明高升地区原油的成熟度是很低的。在曙光地区，该层原油性质优于高升地区，其成熟度也高于高升地区。

大凌河油层主要分布在曙光及其以南地区。原油性质具有自西向东、自凹陷边缘向凹陷中心部位变好的特点。在西部边缘多是稠油，原油性质差，主要是油藏埋藏浅，保存条件差，原油遭受了不同程度的生物降解。在凹陷中心部位，原油性质好，其饱和烃含量可达 70%以上。大凌河油层的原油都是成熟油，其甾烷 $C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$ 大于 0.35，萜烷 $C_{31}\frac{22S}{22\ (S+R)}$ 平均为 0.60，基本上都达到了成熟油的标准。

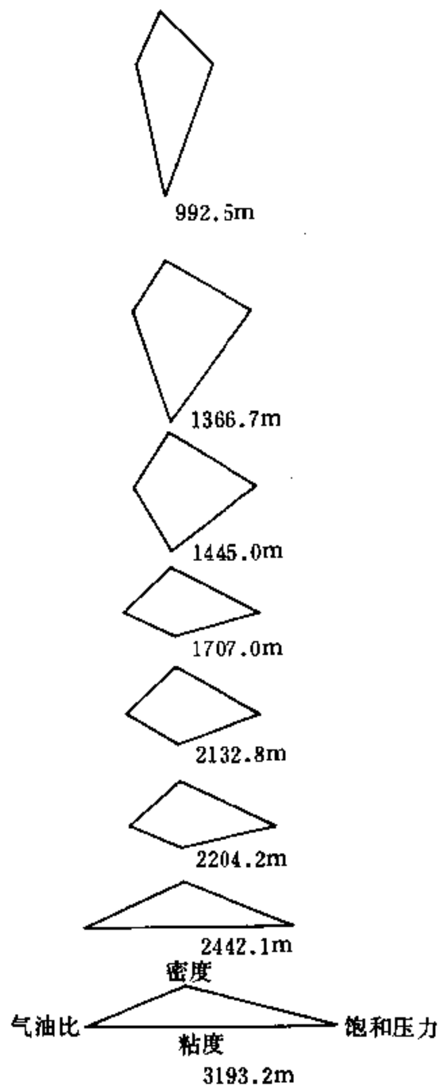


图 1-6-5　杜家台油层原油性质随深度变化菱形图

总之，沙河街组三段在西部凹陷的大部分地区，原油都保持了自生自储的原生性质；而在西部边缘地带，原油遭受不同程度的降解而形成为次生型原油。

东部凹陷沙河街组三段原油分布广，从茨榆坨至海外河均获工业油流。原油性质好，但同生断层对原油性质起着一定程度的分割作用。在油藏埋深小于 1800 米的茨榆坨斜坡地带，原油性质差；在埋深大于 2000 米的断块中，原油性质好，OEP 值都在 1.10 左右，其甾烷 $C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$ 为 0.42，萜烷 $C_{32}\frac{22S}{22\ (S+R)}$ 为 0.61，都说明它们是属于成熟原油。

海外河地区的原油，埋深小于 2000 米时性质差，饱和烃含量平均为 47.45%，异构烷烃含量很丰富；埋深大于 2000 米的原油性质比较好，饱和烃含量为 67.31%，都是成熟原油。

大民屯凹陷沙河街组三段原油分布比较广，在大民屯、东胜堡及其以北地区均属于高凝

油；以南地区都是正常油；此外在东胜堡至安12块一带于沙河街组三段上部还有凝固点低于零度的低凝油。高凝油的特殊性质是由该区母源物质的特有性质决定的，而低凝油则可能是由于生物降解作用形成的。

总的来看，沙河街组三段原油性质是东部凹陷比西部凹陷、大民屯凹陷好；西部凹陷原油中蜡含量最低，大民屯凹陷原油中蜡含量最高，平均比西部凹陷高2～3倍，比东部凹陷高1～2倍；原油的凝固点也是西部凹陷最低，大民屯凹陷原油凝固点高于西部凹陷，与东中凹陷相比，平均也高出1～2倍。

表1-6-8　东营组原油性质分布特征表

井号	井深 (m)	密度 20℃ (g/cm³)	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	蜡含量 (%)	沥+胶 (%)	饱/芳	饱和烃 (%)
双3井	1392～1394.4	0.9063	25.74	11	8.05	12.38		
马35井	2239.8～2271.8	0.8515	6.87	26	14.06	12.21		
牛22井	2358～2367.8	0.8206	3.0	20	12.78	5.4	6.05	73.87
龙17井	2164～2176	0.8567	10.0	29	2.14	19.48	5.01	62.83
黄8井	1949.6～2026.8	0.8185	2.3	23	13.1	5.0	6.68	72.18
台1井	2113.6～2114.4	0.8578	4.01	16	13.23	11.78	4.30	60.49
洼16井	2219.2～2250	0.8549	5.1	25	7.39	8.01	4.64	65.9
海1井	1715～1971.6	0.9668	510.2	−14	3.87	30.05	2.64	44.37
海19井	1897～1901	0.9758	1086.2	−4	2.65	37.28	2.08	35.53

(6) 沙河街组四段　沙河街组四段原油分布在西部凹陷和大民屯凹陷。在西部凹陷有杜家台、高升和牛心坨三套油层。牛心坨油层仅在牛心坨构造取得了资料，原油中蜡含量和凝固点都高于西部凹陷的其它地区，分别平均为14.82%和38.6℃；饱和烃含量为37.64%～

60.13%，OEP 值为 1.12 左右；异构烷烃含量丰富，其甾烷$C_{29}\frac{20S}{20(S+R)}$为 0.25，说明其成熟度较低。总的来看，它是介于高升低成熟油和大民屯高凝油之间的一种过渡性质的原油。高升油层主要分布在高一区，原油性质比莲花油层好，原油中硫含量比较高，为 0.45%～0.85%，显然是与成油时期的沉积环境有关。原油中饱和烃含量比较低（31.2%～34.8%），饱和烃／芳香烃比值小于 3.5；异构烷烃含量丰富，植烷优势明显；甾烷$C_{29}\frac{20S}{20(S+R)}$仅 0.24，说明高一区的油成熟度也比较低。杜家台油层分布广，除高升及其以北地区外都取得了资料。原油性质总的分布特点是自西斜坡向东、自北向南逐渐变好(图 1–6–3)。在西斜坡的西部边缘，油层埋深仅 1000 米左右，地下水比较活跃，在含氧细菌的作用下，原油遭受严重降解而形成稠油。随着油藏埋深的增大，原油性质逐渐变好。西部凹陷大部分地区都属于成熟油，属自生自储的原油。

大民屯凹陷沙河街组四段原油分布广，且都是高含蜡的高凝油，从其物理–化学性质可以看出，高凝油都是原生成熟原油，其特性是由以高等植物为主体的母源物质而决定的。

(7) 前第三系　前第三系潜山油藏仅在西部凹陷和大民屯凹陷取得了资料，它们都是属于新生古储型油藏。西部凹陷潜山的原油性质与沙河街组四段原油性质相似，性质比较好(表 1–6–9)，都属于正常原油。但曙一区胜利塘潜山的原油不同，其正构烷烃损失严重，异构烷烃丰富，其中孕甾烷含量很高，重排甾烷也很丰富，是典型的严重生物降解型原油。此外，在北部宋家地区的宋 1 井，于中生界见到两段油砂，试油结果获得了工业油流。据油砂分析，原油性质比较好，属于成熟型原油。

表 1–6–9　元古界、太古界原油性质统计表

井号	地层	密度 20℃ (g／cm³)	粘度 50℃ (mPa · s)	蜡含量 (%)	凝固点 (℃)	硫含量 (%)	沥+胶 (%)	总馏量 (%)
曙古 1 井	元古界	0.8541	13.68	17.7	35	0.095	14.1	26.9
杜古 36 井	元古界	0.8955	80.64	15.75	33	0.114	22．75	22.9
坨 34–34	太古界	0.8945	100℃ 42.33	11.56	32		36.71	13.5
胜 3 井	太古界	0.8458	18.75	33.64	42	0.037	8.94	27.4
安 3 井	太古界	0.8413	21.87	26.23	43		8.12	39.4
安 62 井	元古界	0.8550	100℃ 17.08	29.85	61		12.91	26.1
安 78 井	元古界	0.8487	100℃ 3.93	31.65	55	0.046	5.46	33.8

大民屯凹陷东胜堡、静安堡等潜山原油都是高含蜡的高凝油，其性质见表 1–6–9，都

与沙河街组四段原油相类似，属新生古储型油藏。

(8) 凝析油　是与天然气伴生的液态烃，因此未将其与原油一起分类和论述。凝析油具有密度低，粘度低，蜡、硫、沥+胶含量低，凝固点低，总馏量却高的特点，一般为70%左右，最高可达95%。

第二节　生　油　层

一、研究概况

对下辽河坳陷的生油研究工作，早期只建立了一些常规化学分析方法；随着勘探形势的发展，分析手段日趋完善，分析项目日益增多，随着资料的积累，研究工作也不断地扩大和深入。

1.历年分析手段发展概况

勘探早期，只开展了生油岩中高、低铁、还原硫、有机碳、氯仿沥青“A”、族组成等常规化学分析方法；70年代后期，先后建立了干酪根的提取和鉴定、红外光谱、紫外光谱和饱和烃色谱等分析；80年代，自实行改革开放以来，相继引进了一批现代分析测试仪器，增加了镜质体反射率、有机元素、热解色谱和轻烃等分析项目。此外，历年还外送一些样品进行饱和烃、芳香烃色谱—质谱分析、碳同位素、电镜扫描、热失重等项目的分析。本区分析项目逐年发展情况见表1-6-10。各个项目都紧密结合勘探，分析了大量泥质岩和原油样品，取得了较多的分析资料，为生油研究和资源评价提供了更多的科学依据。

表1-6-10　1973～1988年生油分析项目发展简表

年份	增设项目	外送分析项目
1974	铁、硫、有机碳	
1975	氯仿沥青“A”及“A”族组成	
1976	正构烷烃色谱	
1979	干酪根提取和鉴定红外光谱	
1980	紫外光谱、原油族组成	元素、热解色谱
1981	元素 C.H.	镜质体反射率、色—质、元素
1982	饱和烃毛细色谱	镜质体反射率、色—质
1984	镜质体反射率	色—质、元素
1986	热解色谱	色—质、碳同位素、电镜扫描
1987	元素 C.H.O.N.	色—质、碳同位素、X—衍射、电镜扫描
1988	轻烃	

2.研究工作发展简况

10多年来，下辽河坳陷的生油研究工作，主要是围绕着勘探和资源评价进行的。70年

代，应用铁、硫、碳、氯仿沥青"A"等常规指标研究生油层；80年代以来，随着分析手段的增加，特别是较广泛地应用了生油岩和原油中的生物标记化合物，使生油问题的研究不断深化，研究内容有单项的，也有包括有机物质丰度、类型、演化特征及油源对比等多方面的综合性课题。截至1988年底，历年完成的主要研究报告见表1—6—11。

表1—6—11 历年主要生油研究成果一览表

序	完成时间	研究报告名称	研究人员
1	1977	辽河断陷下第三系地球化学指标特征初步研究	李庆媛
2	1978	辽河断陷下第三系沙河街组生油层若干问题	杨少华等
3	1979	辽河断陷沉积岩中的干酪根	李庆媛、朴明植、李茂芬
4	1979	辽河断陷中、古生界生油条件研究	王保志等
5	1980	辽河断陷下第三系有机物质性质的初步研究	朴明植、李茂芬
6	1980	曙光古潜山油田油源研究	王保志、王可德
7	1981	高升油田油源及稠油成因	王保志
8	1981	辽河断陷西部凹陷南区下第三系生油岩特征及油源对比	宋少英、许杏娟
9	1982	东部凹陷下第三系生油层评价	朴明植、李茂芬、任雅纨
10	1984	大民屯凹陷下第三系生油层演化特征及资源量预测	许杏娟
11	1984	辽河断陷下第三系生油层研究	朴明植、李茂芬、任雅纨
12	1985	大民屯凹陷原油性质及油源	许杏娟、李茂芬
13	1986	大民屯凹陷高凝油的成因分析	许杏娟、李茂芬
14	1986	辽河断陷中生界生油岩特征及生油潜力预测	许杏娟、李茂芬
15	1986	台安洼陷生油条件评价	任雅纨
16	1986	辽河断陷下第三系生油岩演化特征及数学模拟生油量计算	宋少英、卢松年等
17	1986	辽河断陷下第三系石油与生油岩的生物标志化合物研究	卢松年
18	1986	辽河断陷下第三系异常地层压力与排烃效率研究	陶一川
19	1986	芳香烃色谱—质谱在地质上的应用	李茂芬、许杏娟
20	1987	辽河断陷原油及油源对比研究的地球化学指标	许杏娟、李茂芬
21	1988	辽河断陷曙光地区原油性质及油源	李茂芬、许杏娟

以上研究成果概括起来主要有以下几个方面：

①下第三系沙河街组是下辽河坳陷油气的主要源岩层，其中沙河街组四段、三段和一段都具有较好的生油能力，尤其是沙河街组三段和四段。据热模拟法计算，下辽河坳陷的油气

资源主要是沙河街组三段和四段提供的，而沙河街组一段所提供的油气量很少。

②该区主要生油岩属浅湖—深湖相沉积，母源物质主要是富含类脂体的藻类等水生生物(如西部凹陷)，也有以陆源高等植碎屑为主体的母源，(如大民屯凹陷)。由于沉积条件不同，各个凹陷的有机物质母体类型也不相同，西部凹陷以腐泥型、腐殖-腐泥型为主，东部凹陷和大民屯凹陷以腐泥-腐殖型和腐殖型为主。高等植物经过微生物的强烈改造，可以形成以贫氢无定型为主的母质类型。

③下第三系生油岩普遍经受过较高的热成熟作用，其中沙河街组三、四段生油岩大部分都处于成熟-高成熟阶段，并根据多种地球化学指标的变化规律，确定了本区的生油门限(深度和温度)值。

④对生油岩沉积发育史及其热演化特征所进行的研究表明，本区生油高峰期为沙河街组一段沉积末期和东营组沉积末期，该时期也是油气运移的主要时期。

二、生油层发育特征

下辽河坳陷是在中、新生代发育形成的裂谷型盆地，它经历了萌芽、深陷和收缩三大发育阶段。下第三系沉积发育特点表明，在湖盆演化的主要阶段——深陷阶段形成的碎屑建造构成了本区三套有利成油组合，其中非补偿性的以富含有机物质暗色泥岩为主的沉积岩层，是本区主要的生油建造。沙河街组四段、三段和一段都是该区的主要生油层段，沙河街组二段和东营组在局部地区也具有一定的生油能力。

1.盆地发育的深陷期是生油层发育的最好时期

晚始新世，以断裂活动为主的构造运动处于缓慢沉降状态，长期隆起的地壳开始肢解，形成了大民屯和西部凹陷的雏形。而后，断裂活动加剧，至使大民屯凹陷的全部、西部凹陷的大部分地区都接受了沙河街组四段上部沉积，发育了良好的生、储油层系。东部凹陷长期隆起，普遍缺失沙河街组四段上部沉积。沙河街组三段沉积时期，盆地大幅度深陷，三个凹陷都接受了砂、泥岩碎屑沉积、形成了良好的生、储油岩系。沙河街组三段沉积末期，三个凹陷不同程度地回升。沙河街组二段至一段沉积早期为湖盆再度深陷的水进时期，基底沉降不均衡，导致各地沉积厚度的差异，西部凹陷沙河街组二段、一段发育较全，分布也广；其它二凹陷则大部地区缺失沙河街组二段，而沙河街组一段分布较广。但此期大民屯凹陷沉积湖盆小，砂、泥岩分异差，故对生油不利。沙河街组一段沉积末期，构造运动转为抬升。在东营组沉积时期，早期水进，沉降较深的是二段，形成的一套砂、泥岩建造，主要分布在西部和东部凹陷，以南部最发育。

2.多旋回的沉积组合决定了生油层的多层次性

在下辽河坳陷的主要发育阶段，构造运动的多期性决定了沉积组合具有多旋回的特点。早第三纪，下辽河坳陷大体经历了从水进到水退的三个沉积旋回，各个旋回之间又都存在着程度不同的沉积间歇。第一旋回是从沙河街组四段上部到沙河街组三段，形成了一套富含有机质的黑灰、深灰、深褐灰色泥岩为主的生油建造，是盆地内下第三系最重要的两套生油层。第二旋回是沙河街组二段至一段，但规模远不如前一旋回。在以稳定沉降为主的沙河街组一段下部，发育了一套暗色泥岩生油建造，广泛分布在西部和东部凹陷的大部分地区，是本区的又一个重要生油层段。第三旋回是在东营组沉积时期，在早期水进的东营组二段，沉积了一套以暗色泥岩为主的浅湖相沉积，在凹陷的深部位具有一定的生油能力。

3.块断活动的不均衡性导致生油层发育的差异

早期发育的翘倾断块长期活动，且活动发展具不均衡性。这种不均衡性决定了沉积层的

发育程度，导致了生油层发育的差异性。在大民屯凹陷，仅发育了沙河街组四段和三段两套生油层，沙河街组四段一般厚400～800米，在深陷区可达1000米左右；沙河街组三段沉积时期，北部回返早，生油层主要发育在南部，一般厚500～700米，洼陷内厚度超过1000米。西部凹陷块断活动时间较长，生油层发育较完整，沙河街组四段上部目前仅见于凹陷的北部和西斜坡上，厚为0～400米（凹陷中心厚度可能还要大）；沙河街组三段厚度大，一般为600～900米，洼陷内超过1000米；沙河街组一段一般厚为100～400米；东营组一般厚为200～300米。东部凹陷沙河街组三段一般厚为400～1000米，最大钻遇厚度为1619米（龙22井）；沙河街组一段一般厚为300～600米；东营组厚度为300～500米，在构造低部位可超过1000米。总之，各地生油层发育是不均衡的。

4.淡—微咸水的古湖盆环境

根据岩石化学（包括氯、钠、镁、铁等离子）和微量元素（包括硼、锶、镓、镍等）分析表明，下辽河坳陷下第三系古湖盆的水介质属于淡水—微咸水湖盆。就氯离子而言，正常海相地层为0.3%以上，而下辽河坳陷的三个凹陷下第三系沉积的含量平均仅0.022%～0.045%（表1-6-12）。总的来看，三个凹陷水介质的含盐量都很低。其中，西部凹陷和大民屯凹陷十分相似，推断在下第三系沉积早期，这两个水域是连通的。东部凹陷沙河街组三段沉积时期水介质含盐量略高一些，但与正常海相沉积相比较，其含盐量要低9～12倍，仍属于淡水—微咸水。下辽河坳陷下第三系沉积的微量元素中，硼含量为50～70ppm（淡水<100ppm，海水>100ppm），镓含量为20～30ppm（淡水>17ppm，海水<8ppm），硼/镓为2.3～2.7（淡水<4，海水>20）等都具有典型淡水沉积的特征。

表1-6-12 下辽河坳陷下第三系 Cl^- 含量统计表

层位	沙河街组一段	沙河街组二段	沙河街组三段	沙河街组四段上部	总平均
西部凹陷	0.03%	0.045%	0.024%	0。023%	0.0259
东部凹陷	0.033%	0.03%	0.031%		0.0326
大民屯凹陷			0.022%	0.028%	0.0238
正常海相沉积	>0.3%				

5.丰富的陆相水生生物是生油的物质基础

在下第三系沉积时期，尤其是在水进时期，湖面开阔，水体较深，再加上温暖潮湿的古气候，有利于低等生物的生长和繁殖，为形成优质生油岩创造了十分有利的条件。西部凹陷和大民屯凹陷沙河街组四段暗色泥岩中含有丰富的介形类、腹足类、孢粉、藻类和鱼类等低等生物化石。沙河街组三段在三个凹陷中都含有丰富的介形类、腹足类和孢粉、藻类等化石，其中西部凹陷藻类含量高，藻类中又以甲藻含量占了绝对优势（表1-6-13）。沙河街组一段也有类似的特点。东营组仅二段化石含量较丰富，且以植物碎屑为主，动物化石很少。

从各层段生物化石的分布可以看出，下辽河坳陷在早第三纪是一个典型的陆相淡水湖盆，其中大量繁殖的陆相水生生物为油气生成提供了丰富的物质基础。

表 1-6-13　下辽河坳陷下第三系藻类孢粉统计[①]

层位 \ 比值(%) \ 凹陷		西部		东部		大民屯	
		藻/(藻+孢)	甲藻/藻	藻/(藻+孢)	甲藻/藻	藻/(藻+孢)	甲藻/藻
东营组		42.0⑩	6.1	28.6⑫	0.4		
沙河街组	一段	21.8⑮	66.8	17.3⑬	55.6	19.6⑧	41.4
	二段	22.4⑦	68.6	16.4③	16.5		
	三段	23.3⑱	77.6	17.3⑪	39.7	8.2⑬	28.1
	四段	18.1⑧	67.9			5.9⑧	45.1

①圈内数字指井数。

三、有机质丰度及分布

目前，衡量岩层中有机质丰度的地球化学指标主要是：有机碳、氯仿沥青“A”、总烃等。从下辽河坳陷三个凹陷下第三系各层段有机质含量频率图（图 1-6-6、7、8）可以看出，西部凹陷的沙河街组四段、三段，大民屯凹陷的沙河街组四段，有机质含量最丰富，有机碳平均为 1.94%～3.36%；氯仿沥青“A”含量平均都大于 0.13%；总烃含量平均都在 500ppm 以上，西部凹陷的沙河街组四段平均高达 1424ppm。其次是西部凹陷的沙河街组一段、二段和东部凹陷、大民屯凹陷的沙河街组三段，有机碳含量平均为 1.52%～1.99%；氯仿沥青“A”平均含量是 0.0646%～0.1340%；总烃含量平均则是 217ppm～673ppm。东部凹陷的沙河街组一段、西部凹陷的东营组，有机质含量则比较少，其有机碳平均含量为 1.84% 和 0.74%；氯仿沥青“A”分别为 0.0604%和 0.0274%；总烃含量为 223ppm 和 184ppm。其余各层，包括东部凹陷的沙河街组二段、东营组、大民屯凹陷的沙河街组一段，有机质含量低，对生油不利。

各层段有机物质含量在平面上的分布也是不均衡的。从图 1-6-9、10、11 可以看出，在西部凹陷，各层段都具有自北向南、自西（斜坡带）向东（凹陷中心）有机质含量由低增高的趋势；但东营组有所不同，有机质含量较高的地区在锦 101—双深 3—清 1 井一带，向东向西向北均逐渐减少，尤其是在兴隆台以北地区，有机质含量甚低。东部凹陷有机质含量的分布呈南部高，北部较高，中部较低的状态。大民屯凹陷的有机质含量，沙河街组四段具有北部略高于南部的分布特点；沙河街组三段则是南部含量高，向北逐渐降低。总的分布特征是受沉积物源和环境所控制。

四、有机物质类型及分布

生油岩的优劣与其所含有机质的类型密切相关。有机质类型的划分主要依赖于对岩石中不溶有机质——干酪根的分析、鉴定；可溶有机质的化学分析结果来综合判断。

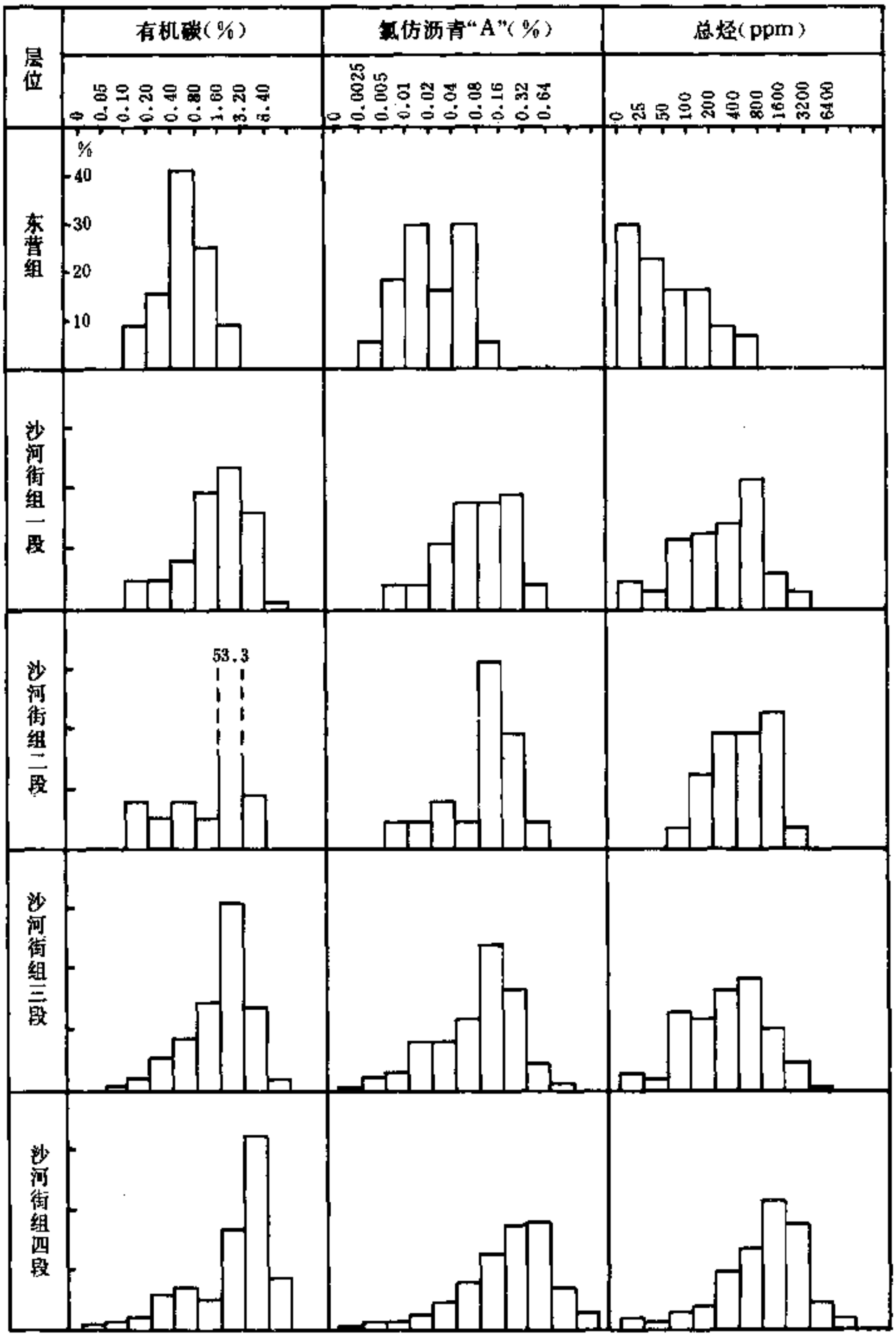


图 1-6-6　西部凹陷下第三系有机质含量频率图

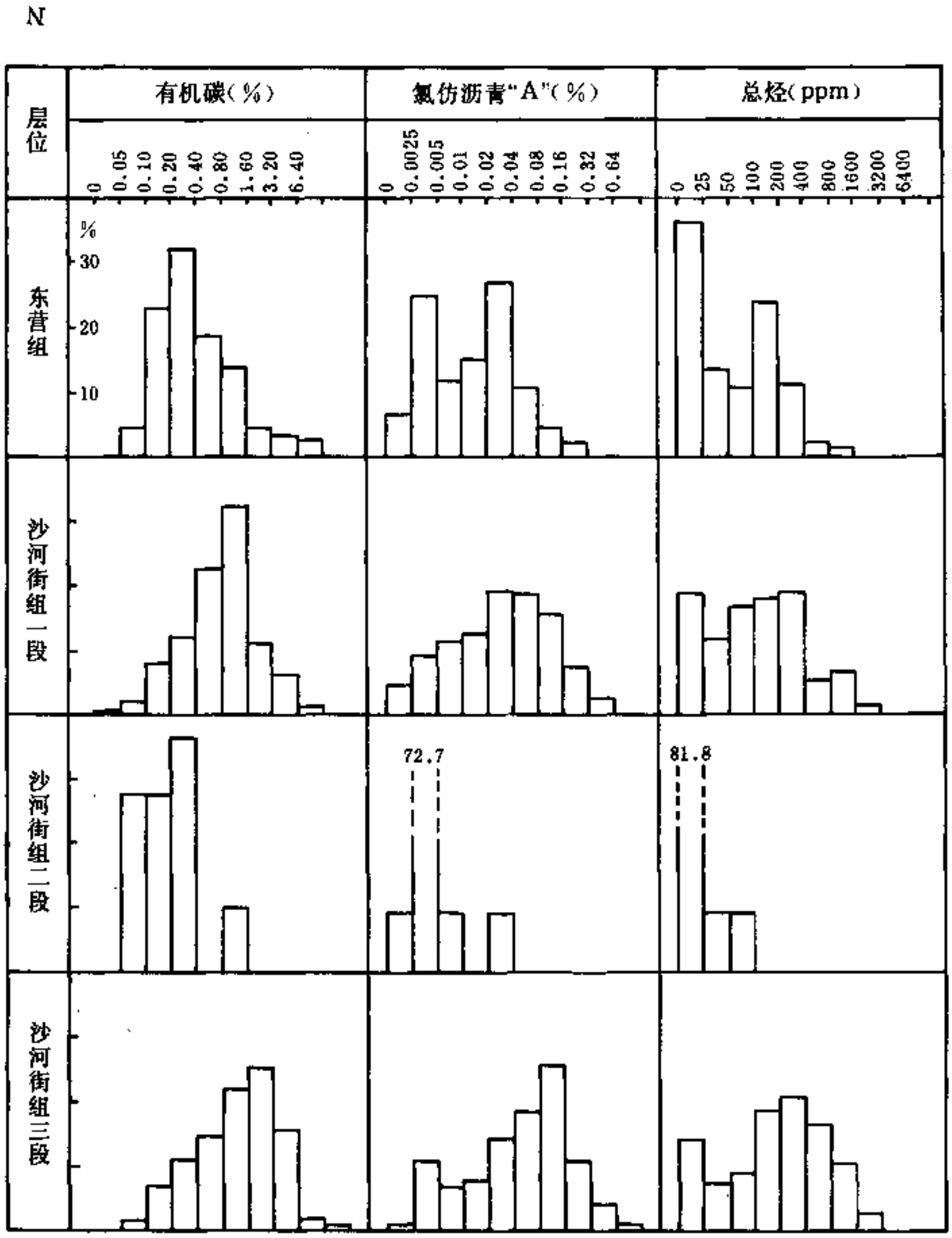


图 1-6-7　东部凹陷下第三系有机质含量频率图

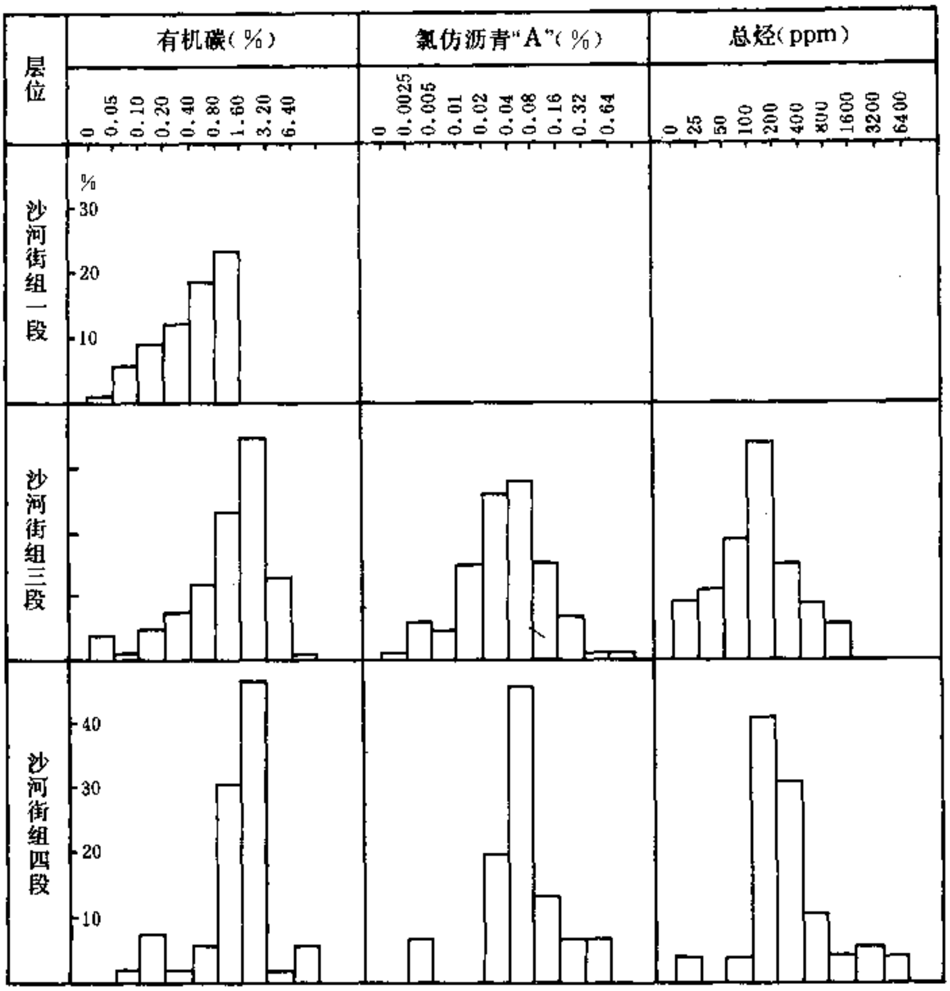


图 1-6-8　大民屯凹陷下第三系有机质含量频率图

1.有机质的地球化学特征

(1) 干酪根镜检　依据干酪根的镜下鉴定，分辨出不同性质的有机显微组分，即类脂组、壳质组、镜质组和惰质组，并计算出它们各自所占的百分数，利用此数计算出类型指数 T 值。按 T 值的分布区间将干酪根划分为三种类型，即腐泥型（Ⅰ)、腐殖型（Ⅲ）和混合型（Ⅱ)。一般认为，腐泥型干酪根来源于低等水生生物。事实证明，经过细菌改造的陆生高等植物也可形成贫氢无定型干酪根，大民屯凹陷沙河街组四段就有实例。腐殖型干酪根的母源是陆源高等植物；而混合型干酪根则视母源中各种生物所占比例多少而定，以低等水生生物为主者形成腐殖—腐泥型（$Ⅱ_A$）干酪根，以高等植物为主者形成腐泥—腐殖型（$Ⅱ_B$）干酪根。

下辽河坳陷下第三系各组段干酪根显微组成特征见表 1-6-14。

结合干酪根类型频率分布（图 1-6-12）可以看出，下辽河坳陷下第三系沙河街组的干酪根大多数是属于混合型。西部凹陷沙河街组三段和四段以腐泥（Ⅰ）型和腐殖—腐泥（$Ⅱ_A$）型为主，腐泥-腐殖（$Ⅱ_B$）型和腐殖（Ⅲ）型较少；沙河街组一、二段是以混合型为主，占 50%以上，腐殖型所占比例有所增加，腐泥型却减少。东部凹陷的沙河街组一、

表 1-6-14　下辽河坳陷下第三系干酪根特征表

凹陷	层位		显微组分（%）				类型指数 T	类型	样品数
			类脂组	壳质组	镜质组	惰质组			
西部	东营组		37.9	8.0	51.9	2.2	−5.6	Ⅲ	19
	沙河街组	一段	55.9	5.7	34.9	3.6	38.1	$Ⅱ_B$	26
		二段	57.5	6.9	33.7	1.9	34.0	$Ⅱ_B$	16
		三段	66.9	5.0	25.8	2.4	56.5	$Ⅱ_A$	53
		四段	71.5	3.5	21.8	3.2	53.7	$Ⅱ_A$	28
东部	东营组		24.1	9.4	58.2	8.4	−22.1	Ⅲ	12
	沙河街组	一段	47.7	8.0	41.9	2.5	19.6	$Ⅱ_B$	47
		二段	40.0	6.5	48.9	4.7	1.8	$Ⅱ_B$	4
		三段	45.8	6.9	43.1	4.3	12.6	$Ⅱ_B$	67
大民屯	沙河街组	三段	52.4	4.5	42.1	1.2	21.0	$Ⅱ_B$	56
		四段	54.6	3.6	41.2	0.7	30.5	$Ⅱ_B$	24

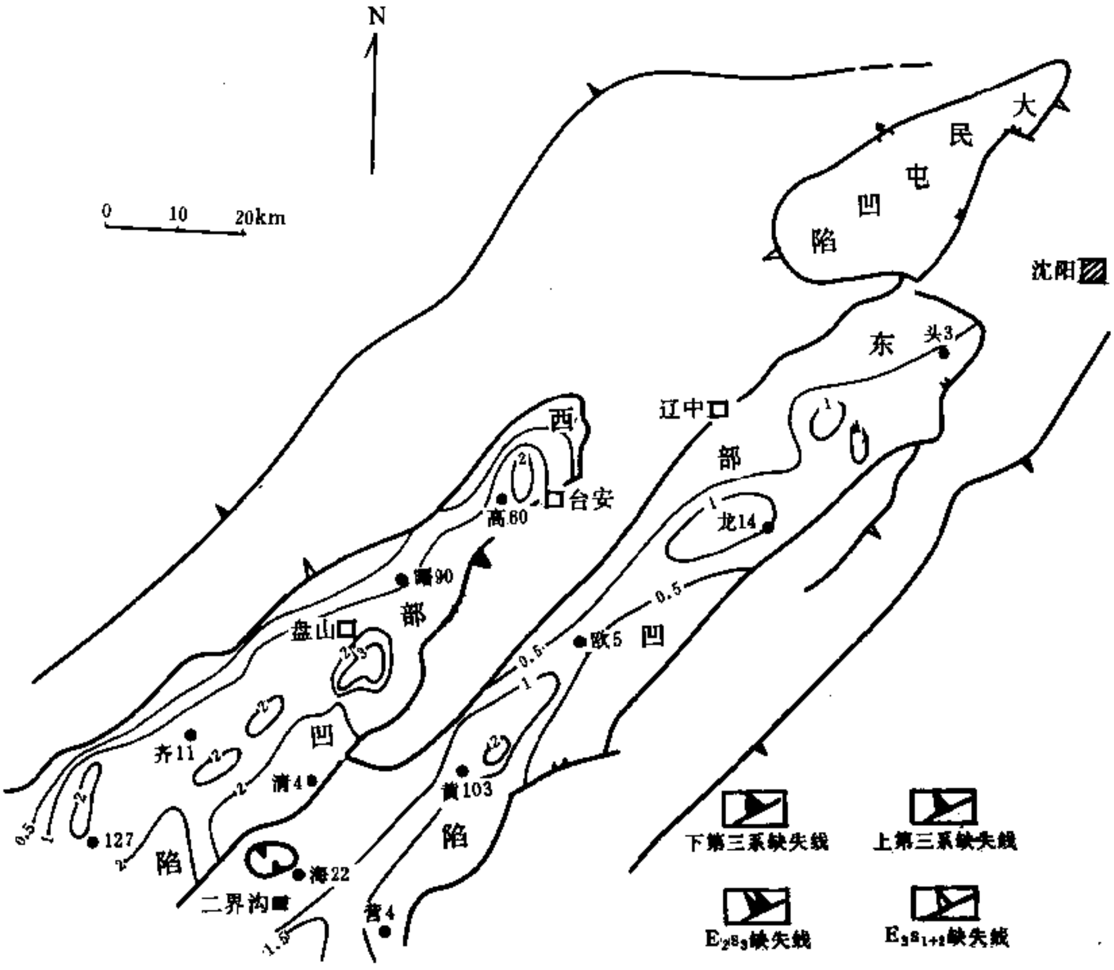


图 1-6-9　下辽河坳陷沙河街组一段剩余有机碳含量（%）分布图

二、三段都是以混合型为主，分别占 50%或 50%以上，部分属腐殖型；沙河街组一段和三段中还有少许腐泥型。大民屯凹陷沙河街组三段和四段也是以混合型为主，占 60%以上，在沙河街组四段存在的极少数无定型干酪根，就是高等植物经过细菌强烈改造而形成的；东营组在西部凹陷和东部凹陷都是以腐殖型干酪根为主，少量混合型，西部凹陷所占比例大于东部凹陷。

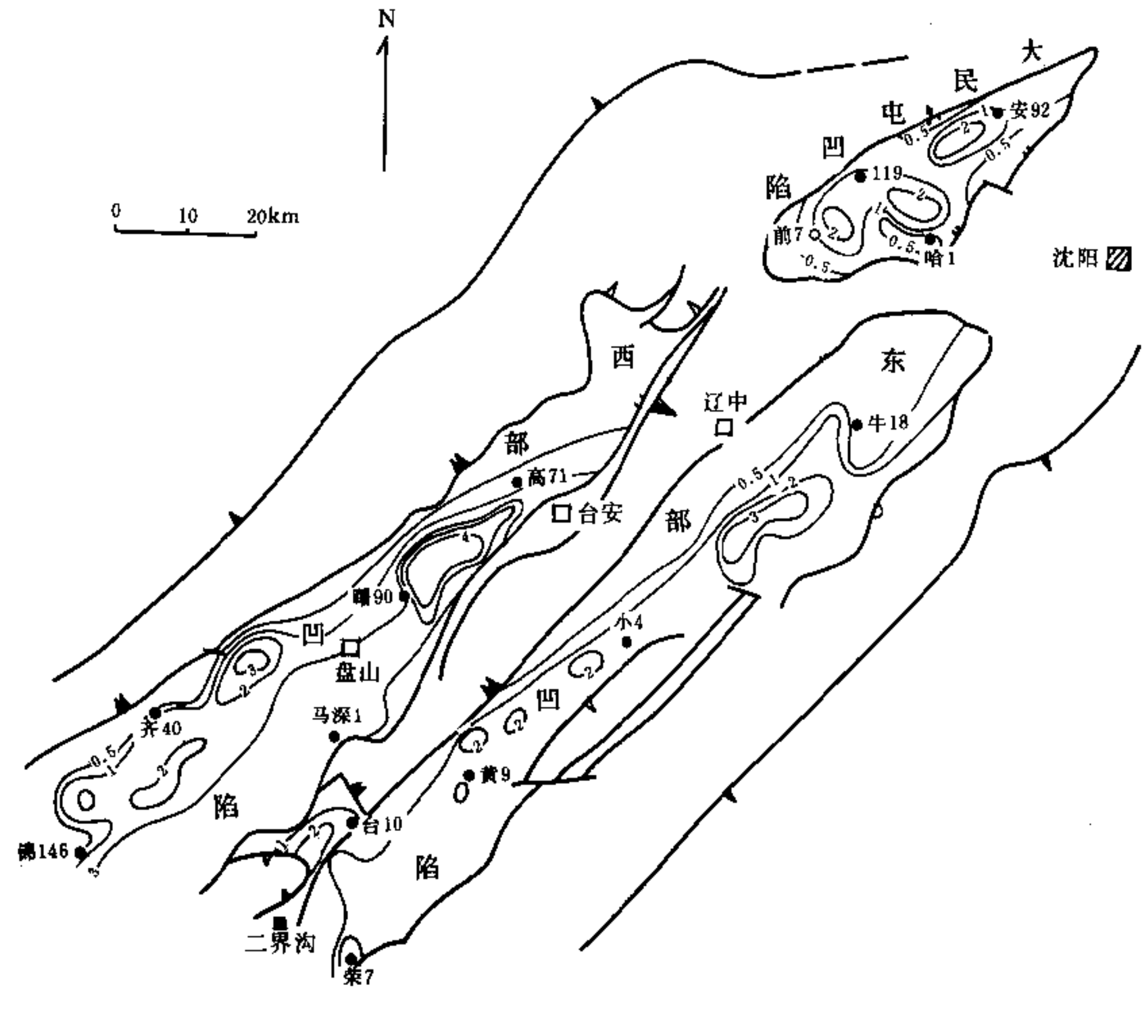


图 1-6-10 下辽河坳陷沙河街组三段剩余有机碳含量（%）分布图

（图例同图 1-6-9）

(2) 干酪根的元素组成　干酪根元素分析用来判断有机质的性质是一种有效的方法，目前已得到广泛应用。用干酪根元素的 H／C、O／C 原子比绘制成 Van Krevlen 图（图 1-6-13），可将干酪根划分为三大类，即腐泥型（Ⅰ）、混合型（$Ⅱ_A$ 和 $Ⅱ_B$）、腐殖型（Ⅲ）。西部凹陷下第三系生油岩中有部分地区是属于Ⅰ型干酪根，大部分地区的干酪根是属于 $Ⅱ_A$ 型；东部凹陷基本上都属于混合型，少量的属于腐殖型；大民屯凹陷于沙河街组四段见有少许Ⅰ型干酪根，大部分都是混合型，沙河街组四段的样品中，落在 $Ⅱ_A$ 区的点子占 60%，沙河街组三段的样品中，落在 $Ⅱ_B$ 区的点子占 70%以上，少量分布在Ⅲ区。

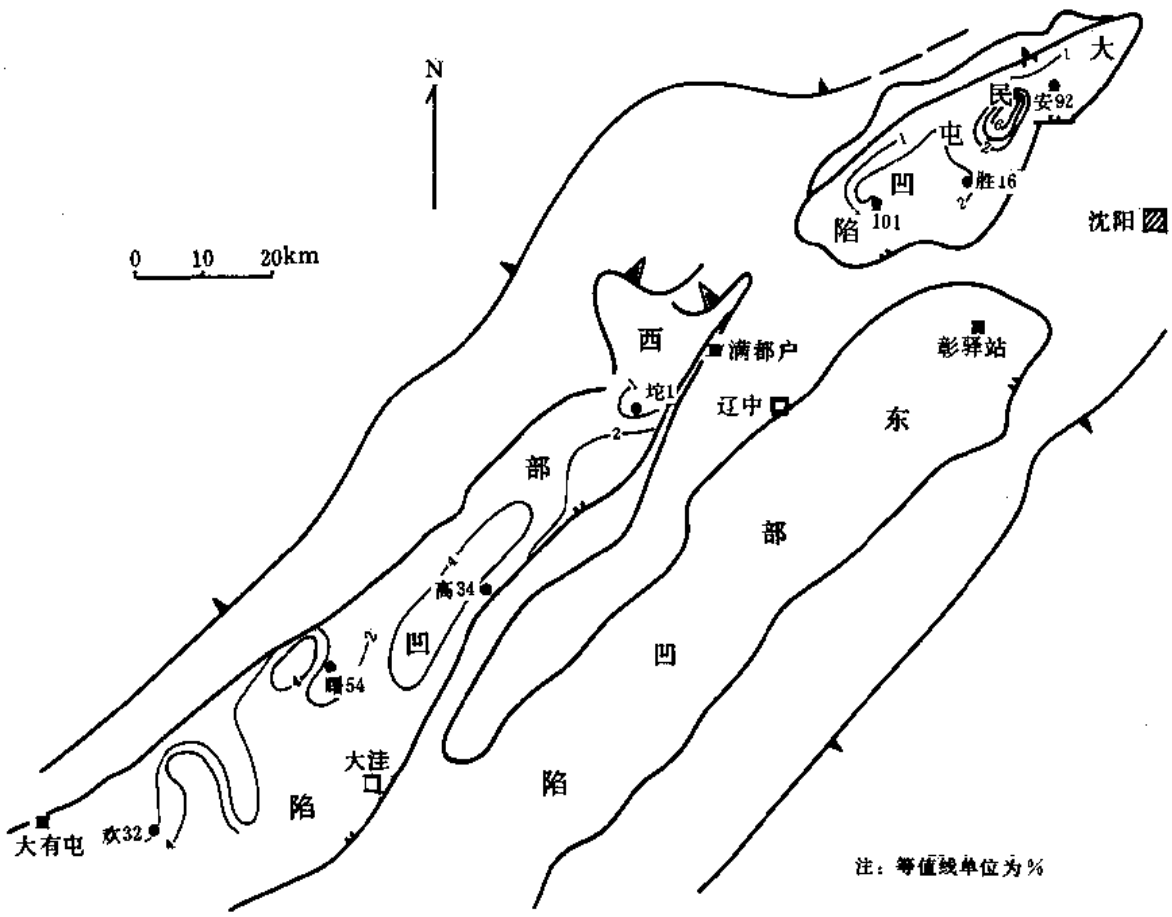


图 1–6–11　下辽河坳陷沙河街组四段剩余有机碳含量（%）分布图
（图例同图 1–6–9）

(3) 甾类、萜类化合物特征　广泛存在于生油岩和原油中的甾类、萜类化合物是从生物先体中继承下来的，是判别生油岩中有机质母源性质的良好标志。

甾类化合物广泛分布在各种动物、植物体中，低等浮游生物常以 C_{27} 甾醇为主，而陆地植物则常以 C_{29} 甾醇为主。按规则甾烷的内组成绘成三角图（图 1–6–14），可将其分为三个区间，即Ⅰ区是 C_{27} 甾烷含量较高，其生物先体是以低等水生生物为主；Ⅲ区是 C_{29} 甾烷含量占优势，其生物先体是以陆源高等植物为主；Ⅱ区是介于两者之间。该图进一步说明了下辽河坳陷的三个凹陷生油岩中的生物先体既有低等水生生物，又有陆源高等植物，所以其中几乎普遍见有指示陆源植物先体的奥利烷。但是，其中所占比例的大小有所不同。西部凹陷的样品中，低等水生生物占比例较大，奥利烷的含量甚微，奥利烷／$\alpha\beta$–C_{30} 大多数是小于 0.10，在图 1–6–14 中，点子多分布在Ⅰ区和Ⅱ区，Ⅲ区很少；东部凹陷和大民屯凹陷的样品中，奥利烷／$\alpha\beta$–C_{30} 大多在 0.10 以上，说明这里的生物先体中，陆源高等植物占比例较大，在图 1–6–14 中，点子主要分布在Ⅱ区和Ⅲ区，Ⅰ区的很少。

此外，利用干酪根红外光谱分析和干酪根电镜扫描等方法研究本区下第三系干酪根的类型，其结果与上述方法研究的结果基本相似。

2.有机质类型和分布

①西部凹陷和东部凹陷广泛分布的东营组，其有机质类型基本上是腐殖型，显微组成中，镜质体含量高达 50%～60%。

②本区生油母质以西部凹陷沙河街组三段和四段为最好，在它们的干酪根显微组成中，类脂组占了 65%以上，属于腐殖—腐泥型干酪根。

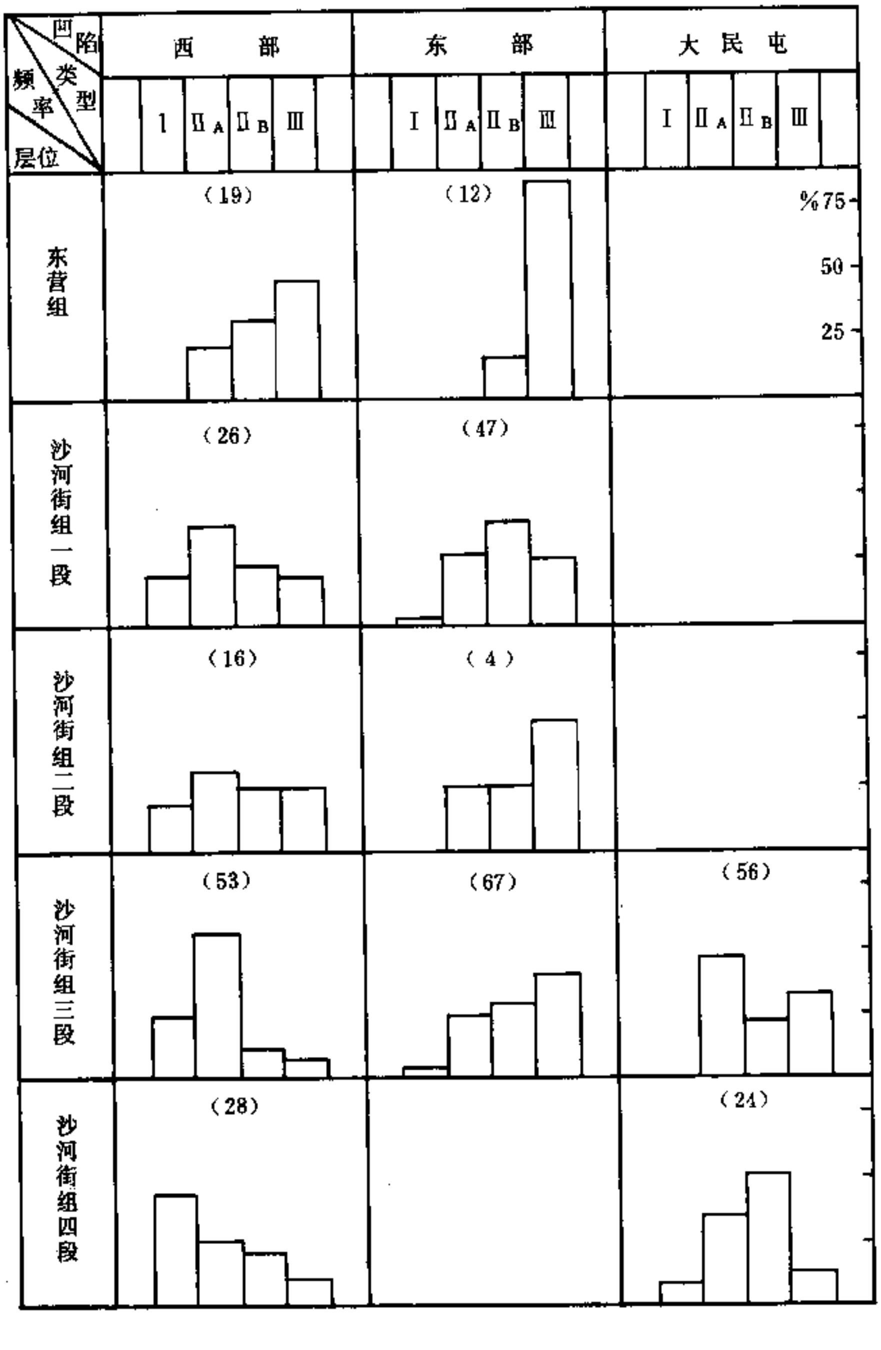


图 1-6-12 下第三系干酪根类型频率图

③其它各层段都属于腐泥-腐殖型干酪根，但比较起来，西部凹陷的沙河街组一、二段和大民屯凹陷的沙河街组三、四段，干酪根中的类脂体含量高达 50%以上，性质比较好；

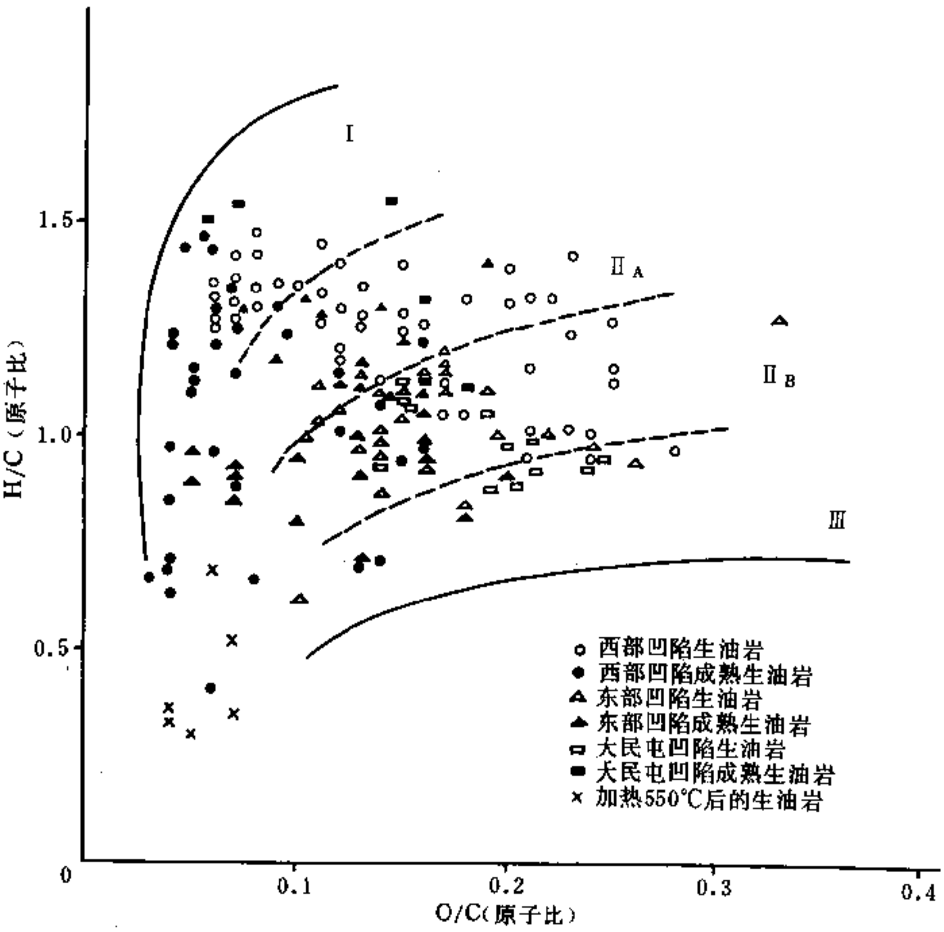


图 1-6-13 下第三系干酪根 H/C—O/C 关系图

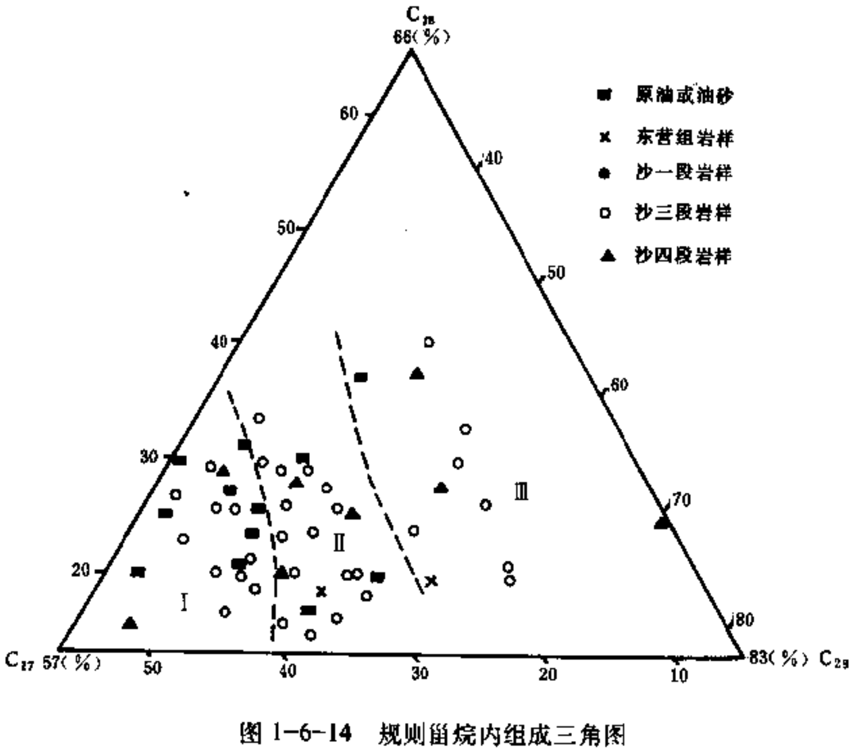


图 1-6-14 规则甾烷内组成三角图

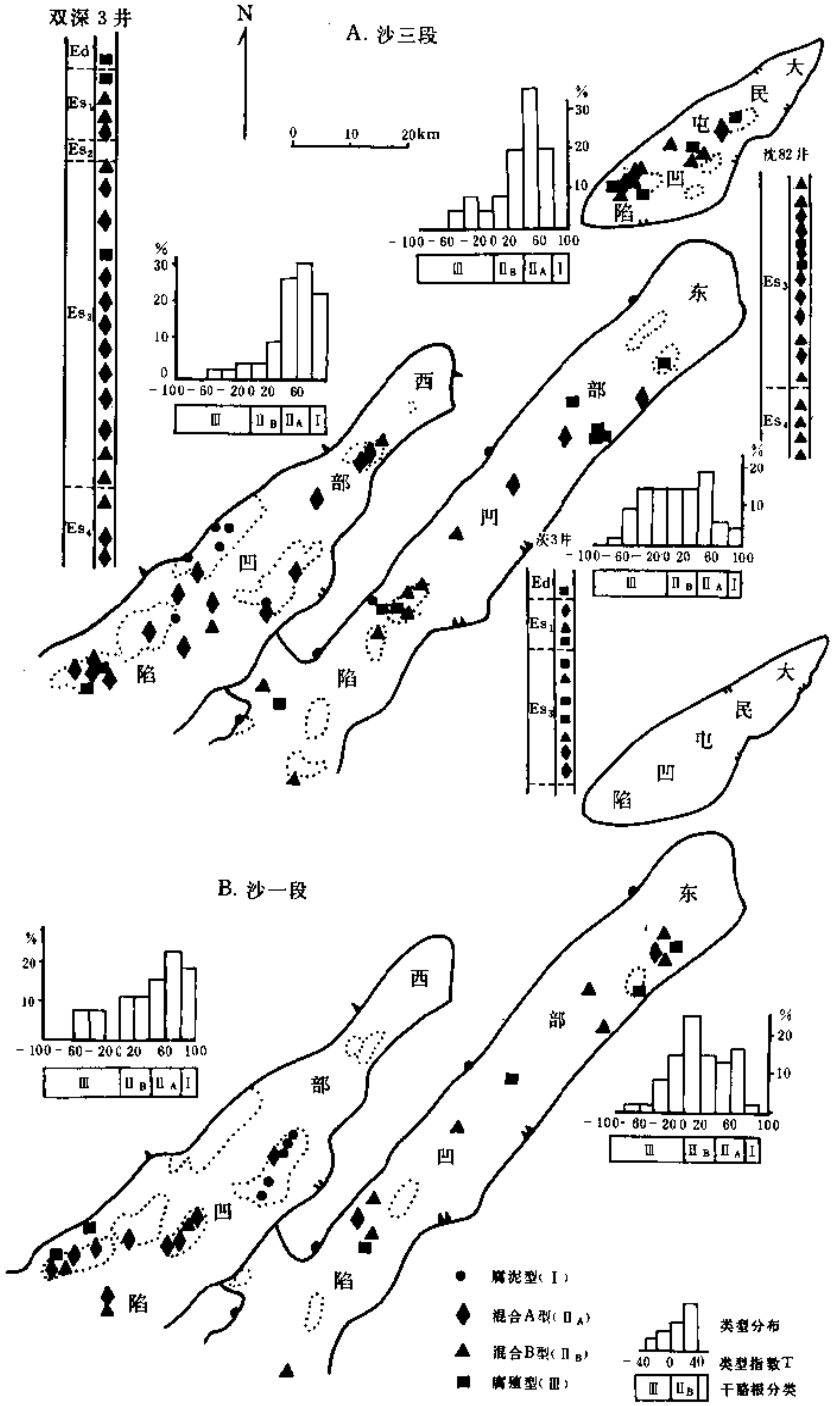


图1-6-15 下辽河坳陷下第三系干酪根类型分布图

东部凹陷的沙河街组三段、二段和一段性质比较差。图 1-6-15 展示的是下辽河坳陷下第三系干酪根类型在纵向上的分布和沙河街组三段、一段干酪根类型在横向上的分布状况。

表 1-6-15　下辽河坳陷下第三系地化特征参数统计表①

层位		凹陷	有机碳 (%)	氯仿沥青"A"(%)	总烃 (ppm)	"A"/C (%)	HC/C (%)	饱和烃/芳香烃	干酪根类型	生油层分级
东营组		西部	$0.86_{(62)}$	0.0274	104	3.81	1.38	1.42	Ⅲ	差
		东部	$0.72_{(96)}$	0.0220	110	4.57	0.96	1.83	Ⅲ	差
		大民屯	$0.10_{(2)}$							非
沙河街组	一	西部	$1.74_{(113)}$	0.1194	510	6.61	2.21	1.29	$Ⅱ_B$	好
		东部	$1.84_{(170)}$	0.0604	223	4.35	1.33	1.34	$Ⅱ_B$	较好
		大民屯	$0.29_{(42)}$	0.0262	24	2.67	0.21			非
	二	西部	$1.90_{(55)}$	0.1269	603	6.68	2.86		$Ⅱ_B$	好
		东部	$0.25_{(11)}$	0.0051	14	3.21	0.88		$Ⅱ_B$	非
	三	西部	$1.94_{(295)}$	0.1283	554	5.85	2.71	1.62	$Ⅱ_A$	好—最好
		东部	$1.52_{(122)}$	0.0941	374	4.02	1.30	1.56	$Ⅱ_B$	较好—好
		大民屯	$1.82_{(134)}$	0.0646	217	3.07	1.02	1.25	$Ⅱ_B$	较好
	四	西部	$3.32_{(199)}$	0.3204	1435	7.84	3.42	1.72	$Ⅱ_A$	最好
		大民屯	$1.94_{(56)}$	0.1846	587	4.95	2.26	1.57	$Ⅱ_B$	好—最好

①( )内数字为样品数。

④干酪根类型在三个凹陷的分布规律，明显地受到各层段沉积相的控制。如西部凹陷的沙河街组三段沉积时期，接受的是持续沉降阶段的深湖—半深湖相沉积，有机物质主要来源于湖生低等水生生物，故干酪根类型主要是腐泥型和腐殖-腐泥型。反之，以河流和泛滥平原沉积相为主体的东营组，其有机物质主要来源于陆生高等殖物，干酪根类型主要是腐殖型。

五、生油层的划分

从生油角度出发，综合各层段暗色泥岩的有机质丰度、类型等指标，并将其与《全国陆相生油层定级标准》相比较，可将下辽河坳陷下第三系各层段划分为五个等级，即最好生油层、好生油层、较好生油层、差生油层和非生油层。最好生油层为西部凹陷沙河街组四段；属于好—最好生油层的有西部凹陷沙河街组三段和大民屯凹陷沙河街组四段；属于好生油层

的有西部凹陷沙河街组一段、东部凹陷沙河街组三段；属较好生油层的有西部凹陷沙河街组二段、大民屯凹陷沙河街组三段、东部凹陷沙河街组一段；属差生油层的有西部凹陷南部、东部凹陷南部和牛居地区的东营组。其它，包括东部凹陷的沙河街组二段、部分地区的东营组、大民屯凹陷的沙河街组一段和东营组、以及西部凹陷北部地区的东营组等都是非生油层。它们的地球化学指标见表 1-6-16。

第三节　生油岩的演化特征

下辽河坳陷形成发育的重要时期——深陷期，为该区形成巨厚的富含有机质的生油建造创造了优越的地质环境，同时也为生油岩中有机质向油气转化提供了必要的温度条件。下辽河坳陷的三个凹陷具有不甚相同的地质发育史，因此，其生油岩中有机质的热演化各有其特殊性。

一、地温场与地温梯度

用来阐明干酪根热降解成油机理的热化学动力学认为，地下温度的增加不仅加速干酪根转化成烃的速率，同时也增加排烃速率。因此，盆地的地热史及热流值的分配，在总体上控制着该盆地油气生成的过程和方向。下辽河坳陷的地温场和地温梯度，主要受基岩的构造形态、岩性、埋深和地下水动力条件等诸因素的影响。据初步研究，有如下特点：

受地下水文地质条件的影响，上第三系及其以上地层的地温梯度比下第三系的地温梯度要小得多，通常前者每百米很少超过 3℃，一般每百米 2.5℃左右；后者每百米都大于 3℃，一般每百米变化在 3.2～4.5℃的范围内。

基岩埋藏条件对盖层的地温影响较大，但这种影响在深度 3500 米以下则基本消失（图 1-6-16）。

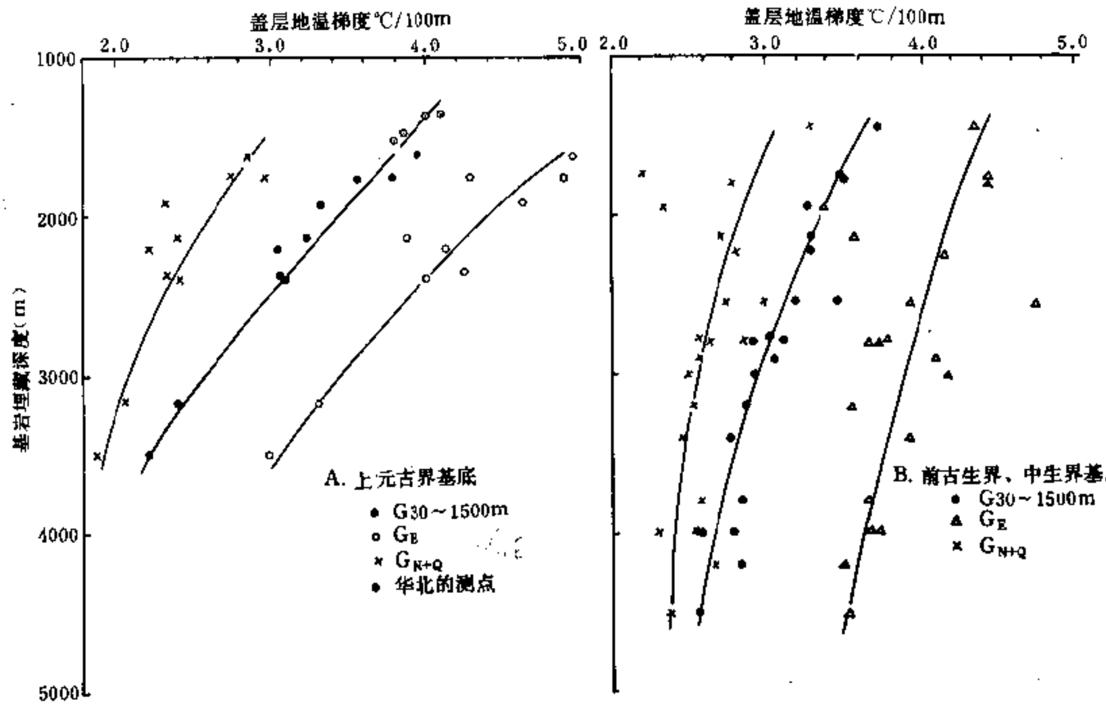


图 1-6-16　新生界盖层地温梯度与基岩埋藏深度关系图

主要沉积中心和生油洼陷区的地温梯度值偏小，而在洼陷的周围及凹陷的斜坡地带，地温梯度值较大，前者每百米为3.2℃～3.8℃，后者每百米为3.3℃～4.5℃，甚至更大。

据汪集旸、王永玲等人对下辽河坳陷古地温研究的结果，本区古地温梯度与实测井温求得的平均今地温梯度相差不大。因此，在生油研究中，用今地温代替古地温是可行的。

生油岩的成熟度，除地层温度这个主导因素外，还与热力作用的时间长短密切相关，对于下辽河坳陷下第三系而言，时代相对老一些的地层如沙河街组四段和三段，如果其上覆地层厚度小或被剥蚀时，其生油门限深度相对比较浅；相反，上覆地层厚度大时，其生油门限深度则相对较深，这就是造成大民屯凹陷生油门限深度小于东部凹陷、也小于西部凹陷的主要原因之一。据统计，大民屯凹陷沙河街组三、四段的上覆地层厚度要比西部凹陷和东部凹陷薄得多，这样，在某一深度的生油岩相对地比同一深度的西部凹陷和东部凹陷的生油岩要老一些，也就是说，它所经受的同等地热作用的时间就要长一些，因而更有利于有机质的演化。

二、生油岩的演化特征

三个凹陷主要生油层系的地球化学综合剖面都清楚地表明，暗色泥岩中有机质的丰度、烃含量的变化等等都明显地受埋藏深度所控制，可溶有机质是这样，不溶有机质——干酪根也是这样。

1.西部凹陷

(1) 生油岩演化特点　西部凹陷下第三系地球化学综合剖面图（图1-6-17）是将所有分析点都投入图中绘制的，西部凹陷沙河街组三、四段生油岩地球化学综合剖面图（图1-6-18）是按每100米间隔内分析数据的平均值投一个点绘制的。图中反映了各指标在纵向上的变化规律。

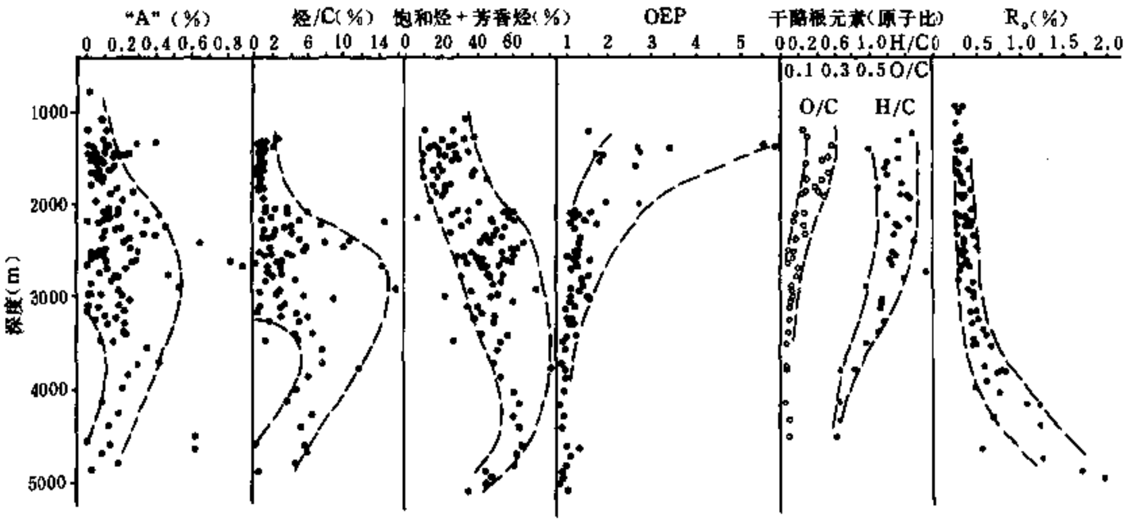


图1-6-17　西部凹陷下第三系地球化学综合剖面图

1) 可溶有机物质主要指标的变化特征：

①有机碳含量，在埋深1000米到5000米的范围内普遍高于1.5%，其中大多数井段的含量超过2%，说明该区生油岩中有机质含量十分丰富。

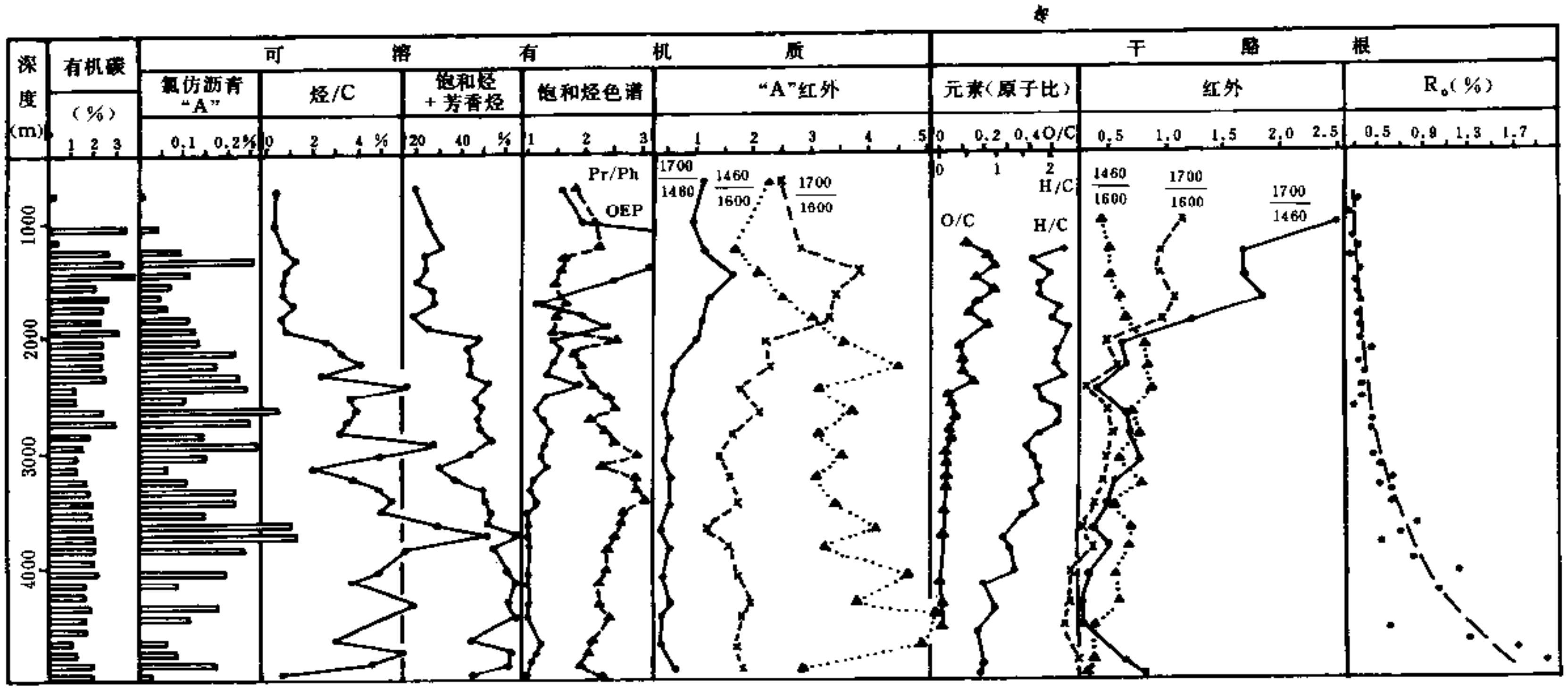


图 1-6-18　西部凹陷沙河街组三、四段生油岩地球化学综合剖面图

②氯仿沥青“A”的含量也很高，在 1900 米以下，其值普遍达到或超过 0.10%，在埋深 2100 米以下其含量增高到 0.15%以上；但埋深超过 4500 米则有所降低，大致与“生油窗”下限相当。

③总烃含量的变化趋势，大体上与氯仿沥青“A”的变化趋势相同。

④饱和烃+芳香烃的总量，在埋深 2100 米以上，其值普遍小于 30%；在埋深 2100 米以下，增至 50%或 50%以上。

⑤总烃／有机碳值，在埋深 2100 米以上，大多数小于 1%；于埋深 2100 米以下，明显地增至 3%以上；至埋深 2800 米以下，此值增高更为突出，普遍达到 4%～7%，个别可达 10%以上；在埋深超过 4500 米时，此值有降低趋势，说明有机质向烃类转化的主要阶段在埋深 2100 米到 4500 米间。

⑥正构烷烃的 OEP 值是反映成熟度的一个重要指标。在本区于埋深 2100 米以上普遍大于 1.5，大多数在 2.0 以上，说明有机质未成熟；在埋深 2100 米以下，此值都小于 1.5，表明有机质已趋于低熟；于埋深 2700 米以下，此值降至 1.2 以下，表明有机质演化已进入完全成熟期。

⑦氯仿沥青“A”的红外光谱中 I1460cm^{-1}、I1600cm^{-1} 和 I1700cm^{-1} 的相对变化也说明了在深度 2100m 处是个较突出的变化点。

2)不溶有机物——干酪根的演化特征:

①干酪根镜质体反射率（R_o%）总的来看是比较低的。在埋深 2100 米以上，R_o 小于 0.4%；埋深 2100～2700 米，R_o 为 0.4%～0.5%；埋深 2700～4500 米，R_o 为 0.5%～1.5%；当埋深大于 4500 米时，R_o 均在 1.5%以上。

②干酪根元素组成的变化也反映了同样的规律。其 H／C 和 O／C 原子比的变化特点是随着埋藏深度的增加而逐渐减少，但各阶段的下降幅度是不一样的。其 O／C 原子比在埋深 2000 米和 2500 米处各有一明显的拐点；H／C 原子比则是在埋深 2700 米处变化比较突出。

③干酪根红外光谱特征峰的变化规律与可溶有机质的特征是相似的，同样在埋深 2100 米处有一突出的拐点。

以上各指标变化的特点是符合有机质在热力作用下脱氧、加氢、富碳的演化规律的。

(2) 单井地球化学剖面分析　双深 3 井位于西部凹陷双台子构造南部，靠近清水洼陷，是下辽河坳陷目前最深的一口探井（5205.52 米）。从该井地球化学综合剖面图（图 1-6-19）上可以看出，主要生油指标的演化特征是:

①有机碳含量在 2300 米以下都大于 1%，大多数井段的含量都在 2%以上。

②氯仿沥青“A”的含量从 2300 米深度开始，由 0.03%增至 0.1%；于 2700 米以下继续增大，最大值在 3800 米左右，其含量可高达 0.42%以上；在 4000 米以下又逐渐下降到 0.2%～0.1%。

③饱和烃+芳香烃含量是在 2500 米以下增至 30%以上的，到 3500 米以下增大到 50%以上，最大可达 63%。

④总烃／有机碳的变化趋势与氯仿沥青“A”的变化特征非常相似。

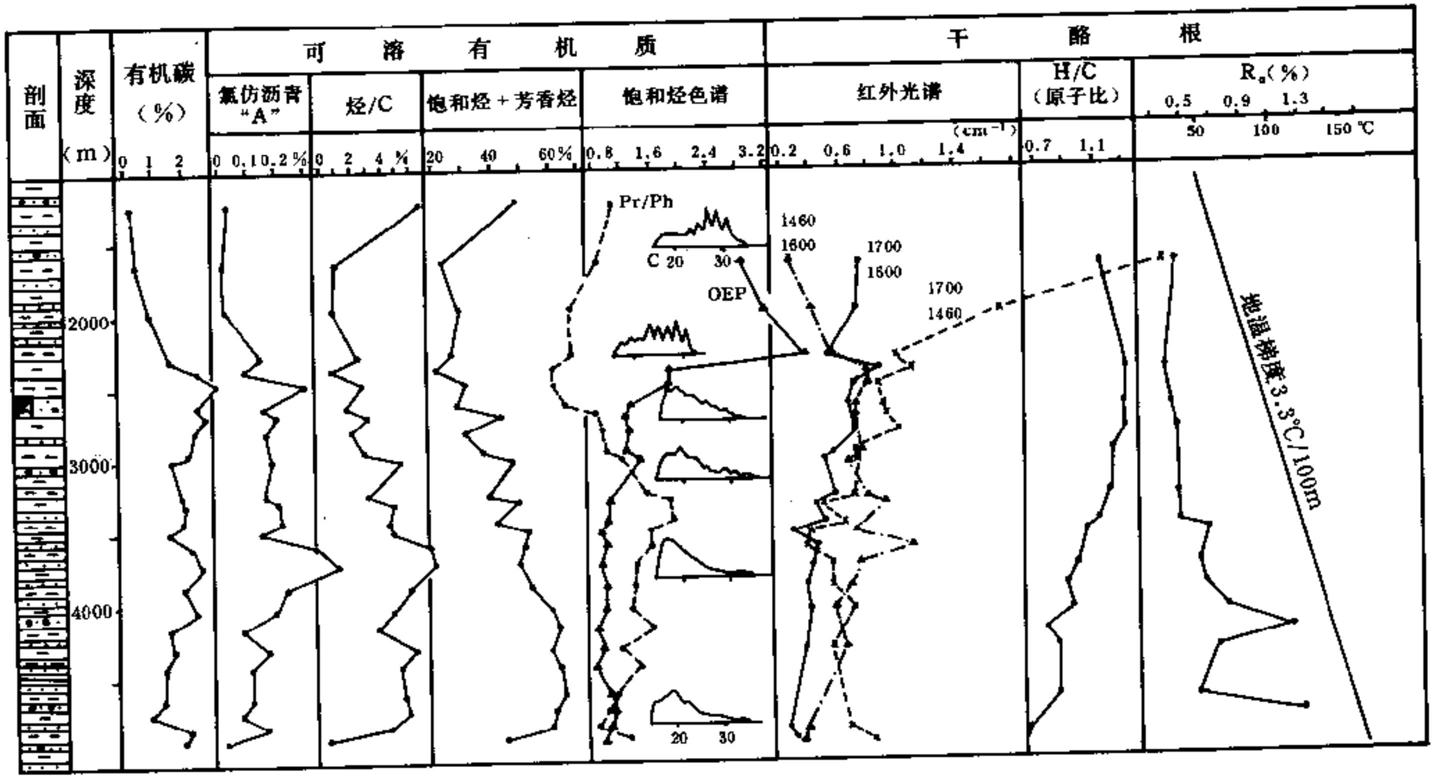


图 1-6-19　西部凹陷双深 3 井地球化学综合剖面图

⑤正构烷烃的 OEP 值也是从 2300 米开始由大于 2.0 下降到 1.5 以下，至 2700 米进一步下降到 1.3 以下，往下一直稳定在 1.2 左右。

⑥干酪根镜质体反射率（R_o）在 2300 米以上小于 0.4%，至 2700 米以下才增大到 0.45%以上。其值急剧增大是在 3500 米以下。

总的看来，双深 3 井各项参数变化较大的深度是 2300 米、2700 米、4000 米和 4800 米处，其突变点的位置较斜坡地带相对更深一些，因为在深陷区，基岩埋深大，地温梯度比较小。对于整个西部凹陷而言，双深 3 井是具有代表性的。

(3) 演化阶段　根据西部凹陷下第三系各项地球化学指标纵向变化特点综合分析，可将该区下第三系生油岩演化划分为 5 个阶段，即未成熟阶段、低熟阶段、成熟阶段、高熟阶段和过熟阶段。各阶段的地球化学特征见表 1-6-16。

表 1-6-16　西部凹陷下第三系生油岩演化阶段特征表

演化阶段	埋深 (m)	氯仿沥青"A" (%)	烃／C (%)	饱和烃+芳香烃 (%)	OEP	"A"红外 $\frac{I1700cm^{-1}}{I1460cm^{-1}}$	T_{max} (℃)	干酪根		实测地温 (℃)
								红外 $\frac{I1700cm^{-1}}{I1460cm^{-1}}$	R_o (%)	
未熟	<2300	<0.05	<1.0	<30	>2.0	>1.0		>1.0	<0.4	<85
低熟	2300～2700	0.05～0.10	1.0～3.0	30～40	<1.5	>0.5	<430	1.0～0.7	0.4～0.5	85.7～100
成熟	2700～4000	0.10～0.42	3～7	40～55	<1.2	<0.5	430～445	0.7～0.5	0.5～1.1	100～141.8
高熟	4000～4800	0.42～0.10	7～3	55～65	<1.2	<0.5	445～500	<0.5	1.1～1.75	141.8～163.3
过熟	>4800	<0.10	<3	>50	<1.2		>500		>1.75	>165

2.东部凹陷

根据东部凹陷沙河街组三段地球化学综合剖面图（图 1-6-20）和欧 5 井地球化学剖面图（图 1-6-21）综合分析，东部凹陷下第三系生油岩中各项地球化学指标与西部凹陷相比较都偏低，因此，其演化阶段在剖面上的位置也相应地低一些，明显变化的位置在 2500 米和 2800 米处，较西部凹陷约低 100～200 米左右。显然，这与该区有机质的母体性质、演化过程中所经历的地质埋藏史等有密切关系。

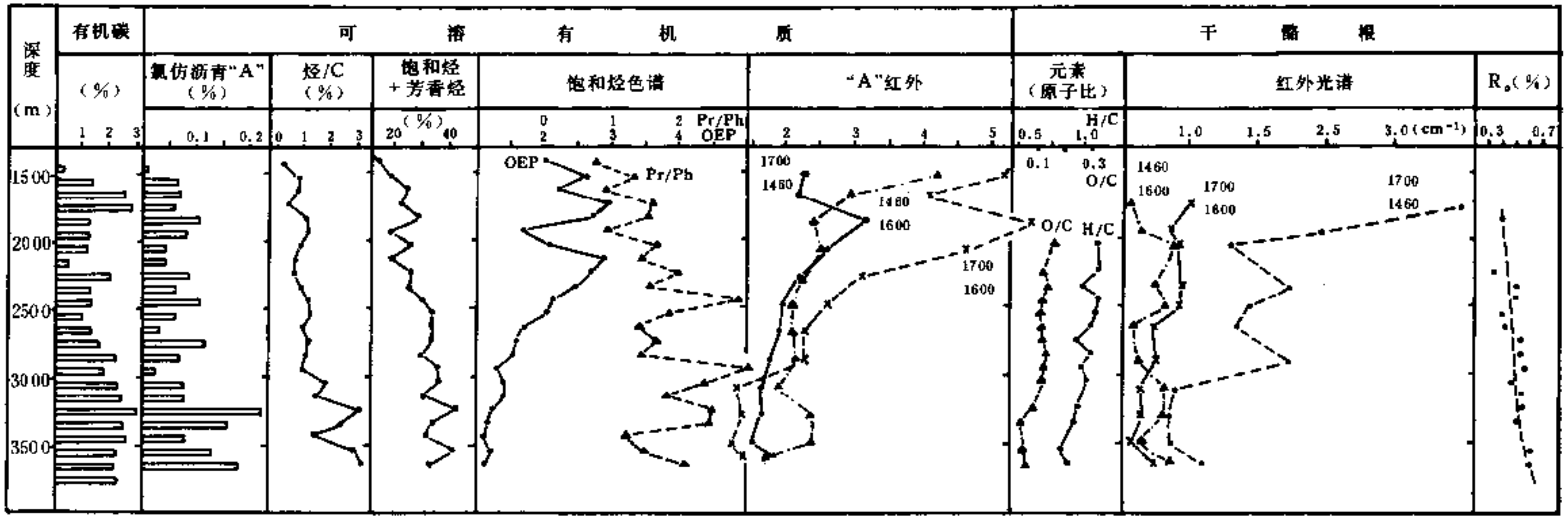


图 1-6-20 东部凹陷沙河街组三段地球化学综合剖面图

(每点按 100m 计算的平均值)

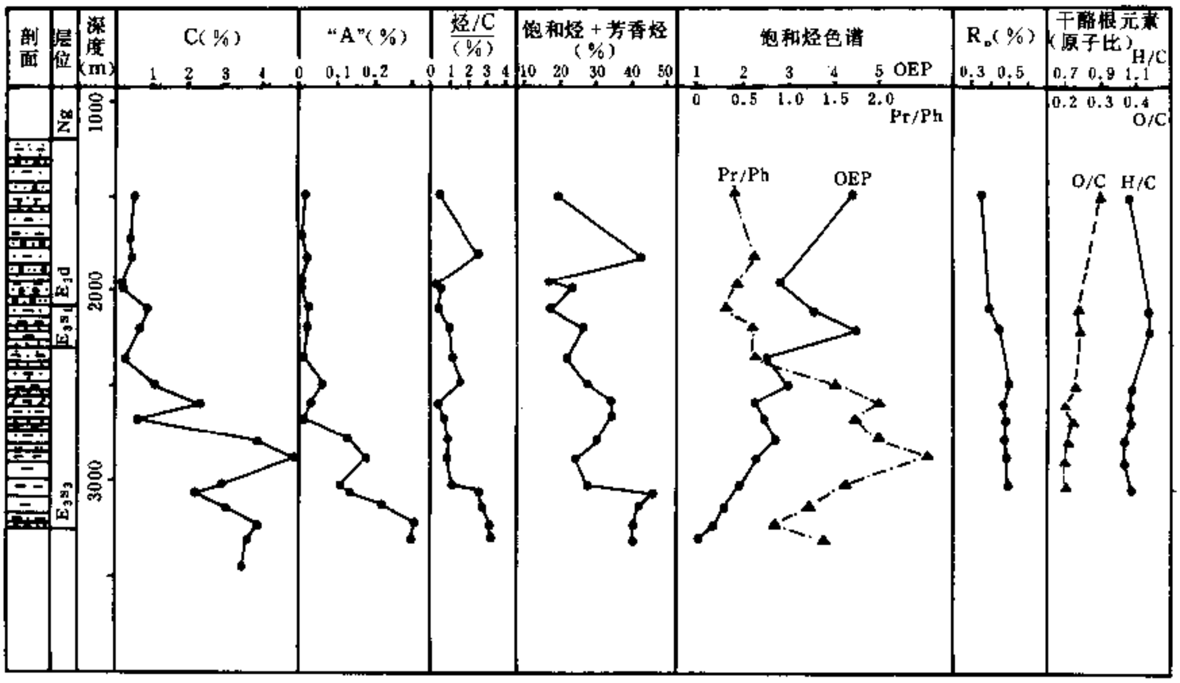


图 1-6-21　东部凹陷欧 5 井地球化学综合剖面图

3.大民屯凹陷

从大民屯凹陷沙河街组三、四段地球化学综合剖面图（图 1-6-22）和沈 101 井地质地球化学综合剖面图（图 1-6-23）可以看出，该区生油岩演化可分为三个阶段，即未成熟、低熟和成熟阶段。各阶段的特征见表 1-6-17。

表 1-6-17　大民屯凹陷生油岩演化阶段特征表

演化阶段		未成熟	低成熟	成熟
埋藏深度（m）		<2200	2200～2500	>2500
实测地温（℃）		<84	84～97	>97
镜质体反射率 R_o（%）		<0.45	0.45～0.50	>0.50
T_{max}　（℃）		<430	430～435	>435
氯仿沥青"A"　（%）		<0.05	0.05～0.10	>0.10
总烃　(ppm)		<100	100～150	>150
OEP		>1.6	1.6～1.4	<1.4
"A"和干酪根红外	$\frac{I1700cm^{-1}}{I1460cm^{-1}}$	>1.0	<1.0	
芳香烃红外	$\frac{I1600cm^{-1}}{I1460cm^{-1}}$	<0.2	0.2～0.3	>0.3
	$\frac{I1700cm^{-1}}{I1460cm^{-1}}$	>2.0	2.0～1.5	<1.5
泥岩孔隙度（%）		>10	<10	<8

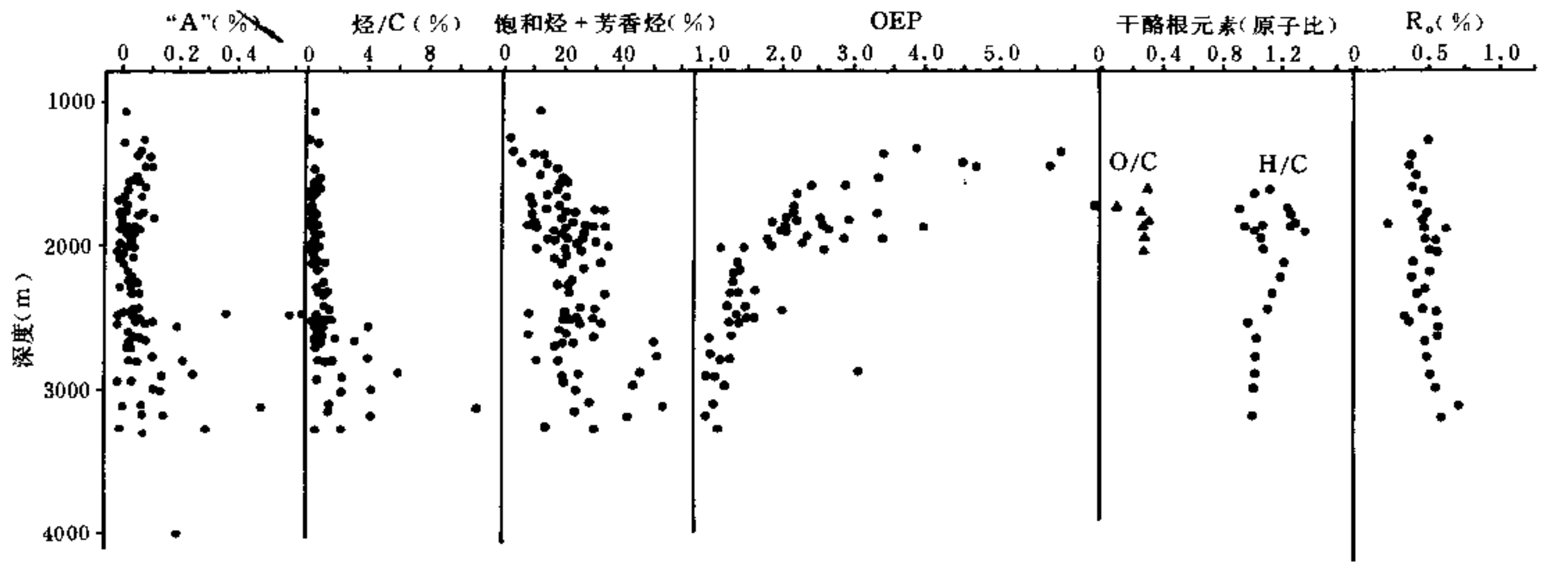


图 1-6-22 大民屯凹陷沙河街组三、四段地球化学综合剖面图

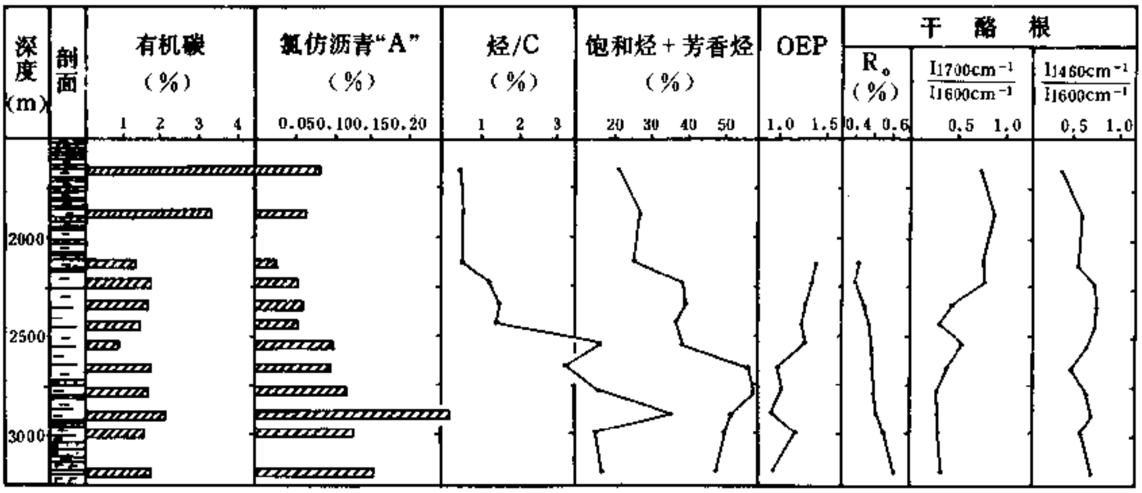


图 1-6-23 大民屯凹陷沈 101 井地球化学综合剖面图

4.生物标志化合物的演化特征

从生物体中继承下来的具有生物构型的生物标志化合物，在进入地质体后，一般是不稳定的，在一定的条件下，它必定要向更为稳定的地质构型转化。它们转化的反应速率和终点值是定量判别演化程度的重要标志。在甾烷、萜类化合物方面，目前较广泛应用的七项参数，为：① $\frac{20S}{20\ (S+R)}\alpha\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷；② $\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}5\alpha\ (H)\ C_{29}$ 甾烷；③ $\frac{T_m}{T_s}$；④ $\frac{22S}{22\ (S+R)}C_{31}\sim C_{35}\alpha\beta$ 藿烷；⑤ $\frac{\beta\alpha}{\alpha\beta+\beta\alpha}C_{29}$ 藿烷；⑥ $\frac{17\beta\ (H)\ C_{27}}{C_{27}藿烷}$；⑦8.14–$C_{27}$ 开环藿烷。它们在纵向上的变化都有一定的规律性。图 1-6-24 展现的是下第三系沙河街组暗色泥岩中甾类、萜类化合物纵向变化的特点。其中甾烷系列和萜烷系列的 $5\alpha-C_{29}\frac{20S}{20\ (S+R)}$ 和 $\alpha\beta-C_{31}\frac{22S}{22\ (S+R)}$ 的变化，随着埋藏深度的增加，热成熟作用的不断加强，其显著变化的深度段大体上与各凹陷的生油岩演化阶段基本相吻合。

表 1-6-18 沈 101 井下第三系泥岩中芳香烃演化特征统计表

深度 (m) \ 指标	$\frac{3-甲基菲}{菲}$	$\frac{2-甲基菲}{菲}$	$\frac{9-甲基菲}{菲}$	$\frac{1-甲基菲}{菲}$
2225	0.48	0.68	0.96	1.31
2543	1.24	1.92	2.46	3.03
2775	1.39	1.96	2.92	2.90
2900	1.44	1.91	3.04	2.76
3190	1.07	1.79	3.08	2.92

芳香烃的色谱—质谱分析表明，芳香烃的烷基化强度是随着埋藏深度的增加而增强的。沈 101 井生油岩中 4 个甲基菲化合物指标的演化特点（表 1–6–18）是随着埋藏深度的增加而明显地增大，尤其是在 2225～2543 米之间有一个突变段，在这个突变段，各指标都显著地由小变大；当深度再进一步增大时，各指标的变化却很小，说明在有机质热演化过程中，芳香烃烷基化的反应过程在进入成熟门限深度之后似乎是趋于完成，即已达到了某种化学动态平衡。

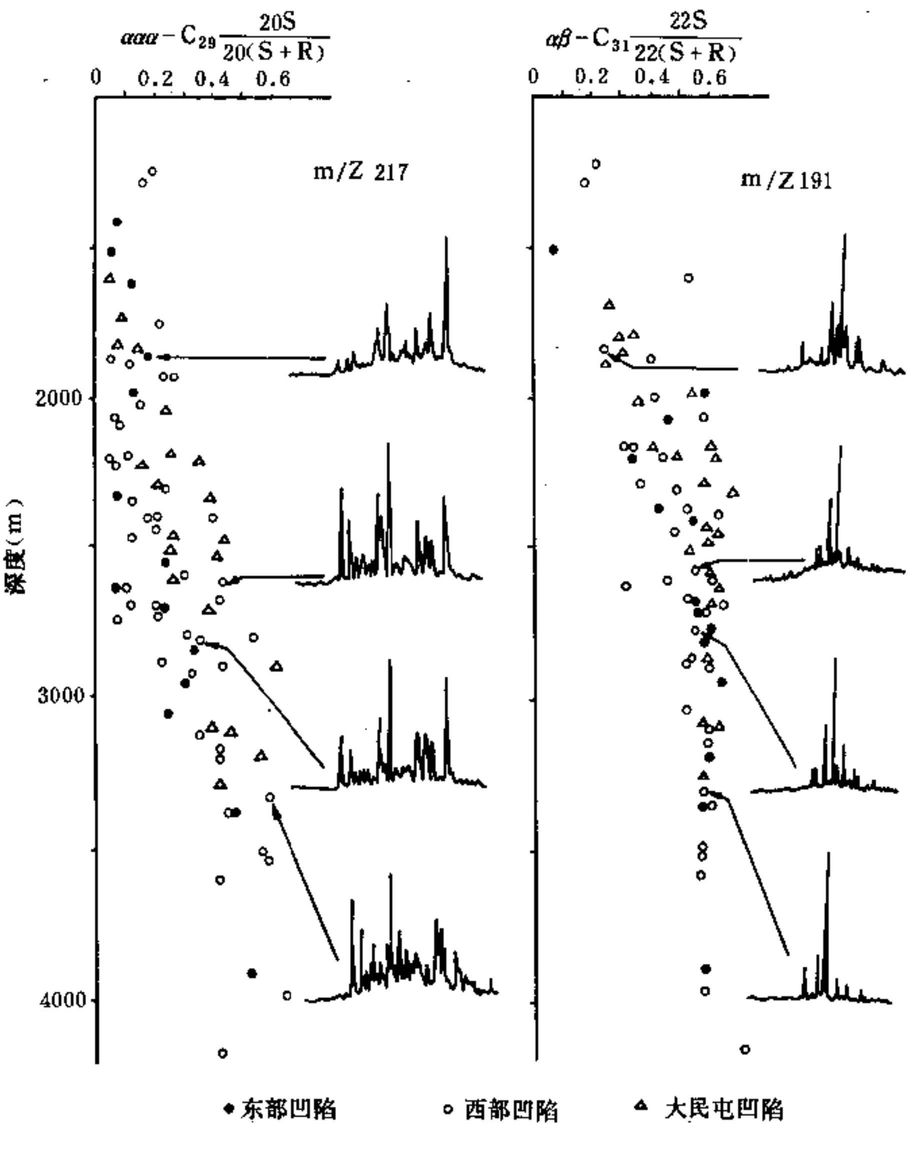


图 1–6–24　下第三系沙河街组甾烷、萜烷纵向变化图

三、生油岩埋藏史与主要生油期

正确恢复埋藏史是了解坳陷地热史的重要途径。在同一沉积坳陷内，边缘与中心地区的沉积埋藏史是有区别的。生油岩多分布在凹陷的深湖—半深水湖相区，在湖盆回返时期，剥蚀作用影响很小。取此类探井数据统计各层段的沉积厚度，恢复三个凹陷生油岩的埋藏史，

其结果见表 1–6–20。

表 1–6–20　下辽河坳陷下第三系平均沉积厚度统计表

层位	沉积时间(Ma)	西部凹陷			东部凹陷			大民屯凹陷		
		底深(m)	厚度(m)	沉积速度(m/Ma)	底深(m)	厚度(m)	沉积速度(m/Ma)	底深(m)	厚度(m)	沉积速度(m/Ma)
Q | N	25	1109.4		44.38	1041.4		41.66	292.38		11.70
E_3d E_3s_1	14.2	2057.2 2488.9	947.8 431.7	97.15	2325.3 2970.5	1283.9 645.2	135.85	727.88 1296.58	435.5 568.7	70.72
E_3s_2 E_2s_3	9.2	2636.7 3686.6	147.8 1049.9	130.18	3174.6 3734.8	204.1 560.2	83.08	2740.58	14444.0	156.96
E_2s_4	19.1	4118.4	431.8	22.61				3142.28	401.7	21.03

根据各凹陷沉积厚度最大的几口井的沉积埋藏史，分析研究各凹陷主要生油层之生油期。

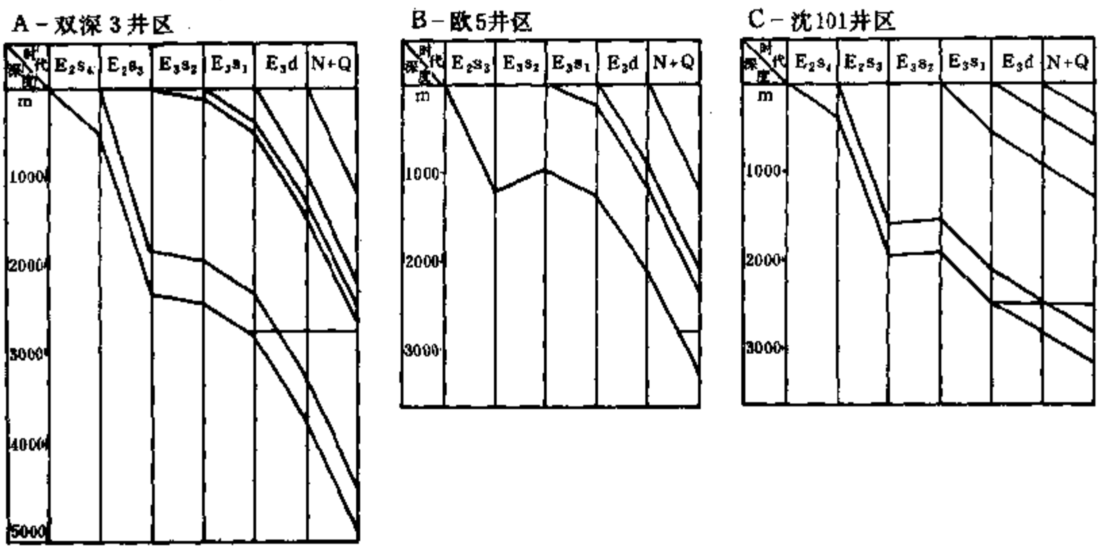


图 1–6–25　下辽河坳陷地层埋藏史图

A—双深 3 井区；B—欧 5 井区；C—沈 101 井区

*1.*西部凹陷双深 *3* 井区（图 *1-6-25A*）

到沙河街组一段沉积末期，沙河街组四段生油岩已开始进入成熟阶段；沙河街组三段是到了东营组沉积时期才开始进入成熟阶段，此时沙河街组四段已全部进入成熟阶段；到了现阶段，沙河街组三段生油岩已大部分进入成熟阶段，而其上覆沙河街组二段以上的生油岩仍处于未成熟状态。

*2.*东部凹陷欧 *5* 井区（图 *1-6-25B*）

该剖面中，生油岩开始成熟的时间较晚，沙河街组三段生油岩大约在馆陶组沉积时期才进入成熟阶段，直到现在仍有部分处于未成熟状态。

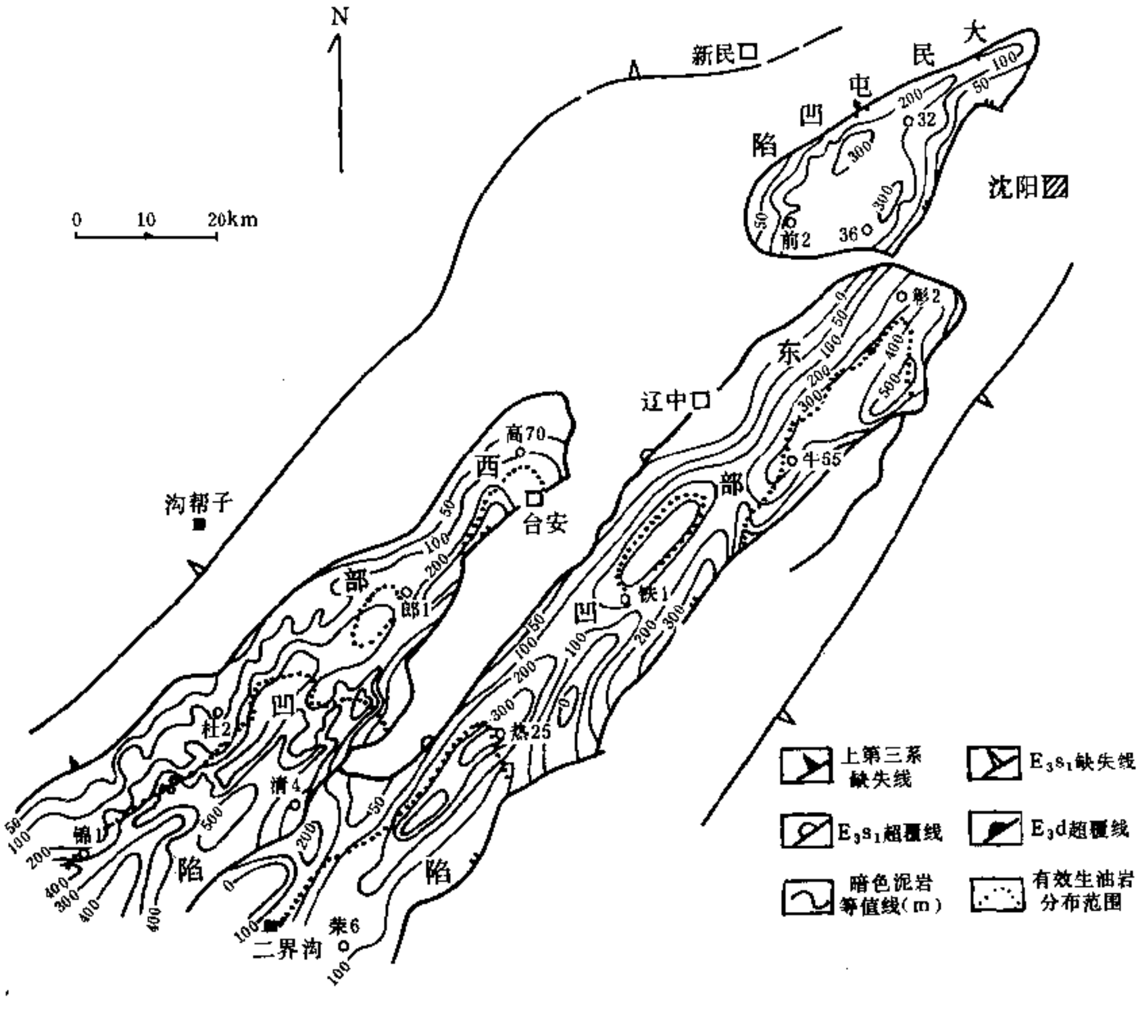


图 1-6-26 下辽河坳陷沙河街组一段暗色泥岩分布图

*3.*大民屯凹陷沈 *101* 井区（图 *1-6-25C*）

沙河街组四段生油岩从沙河街组一段沉积末期就开始成熟，到东营组沉积末期全部进入成熟阶段。沙河街组三段生油岩在东营组沉积末期开始进入成熟阶段，但直到现在大部分仍处于未成熟状态。

综上所述，该地区下第三系生油岩进入成熟阶段的时期比较晚，总的来看，是到了沙河

街组一段沉积末期或东营组沉积时期，生油岩才开始进入成熟阶段。由于东营组沉积时期也是下辽河坳陷较大幅度沉降的深陷时期，因而，此时期既是主要生油层沙河街组三、四段开始大量成熟的主要时期，同时又是大量排烃的主要时期。

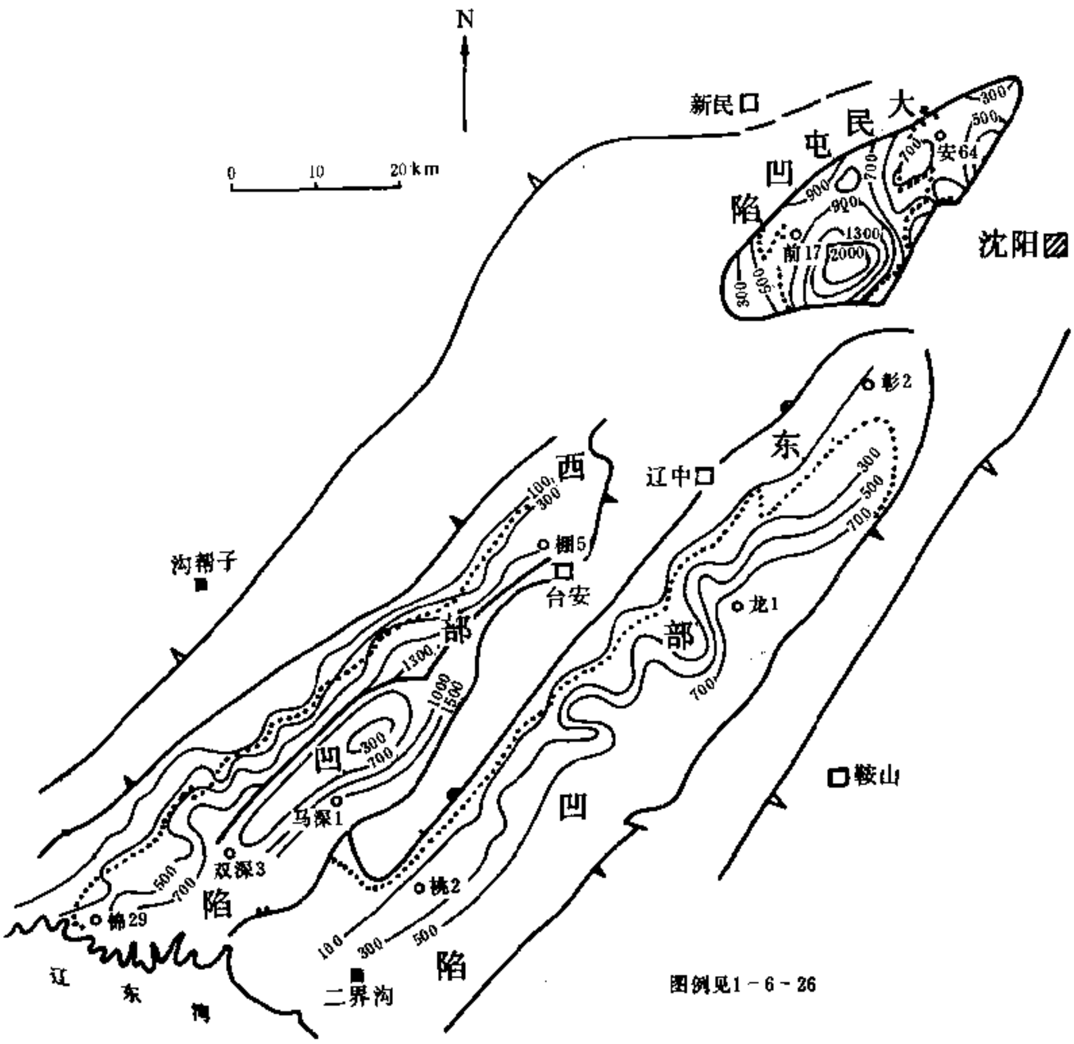


图 1-6-27　下辽河坳陷沙河街组三段暗色泥岩分布图

四、生油岩分布特征

根据下辽河坳陷下第三系沙河街组一段、三段、四段暗色泥岩分布图及其相应的有效生油岩的分布范围（图 1-6-26、27、28）可以看出，目前揭露的沙河街组四段生油岩分布在西部凹陷和大民屯凹陷，分布面积大，是该区的主力生油层；沙河街组三段生油岩分布范围最广，在三个凹陷内都是重要生油层；沙河街组一段生油岩仅分布在西部凹陷和东部凹陷，也是重要的生油层之一。它们总的分布特点是自凹陷边缘向中心部位逐渐增厚；西部凹陷自北向南增厚；大民屯凹陷和东部凹陷都是南部和北部厚，中部薄，但总厚度仍是南部比北部厚。有效厚度的分布范围较之暗色泥岩的分布范围要小得多，尤其是沙河街组一段，主要是围绕凹陷的沉积中心分布，西部凹陷主要分布中心在清水洼陷至双南地区；大民屯凹陷沙河街组四段有效生油岩分布广，三段主要分布在南部；东部凹陷主要分布在南、北部的中间地带，呈窄条状。

各层段暗色泥岩在纵向上的分布见图 1-6-29，从中还可以进一步了解各层段生油岩成熟状态和总体性质。西部凹陷沙河街组三、四段暗色泥岩中成熟生油岩所占比例最大，达 68%；其次是东部凹陷和大民屯凹陷，分别占 63%和 48%；沙河街组一、二段有效生油岩所占比例较小，西部凹陷为 44%，东部凹陷为 38%；东营组则更小。

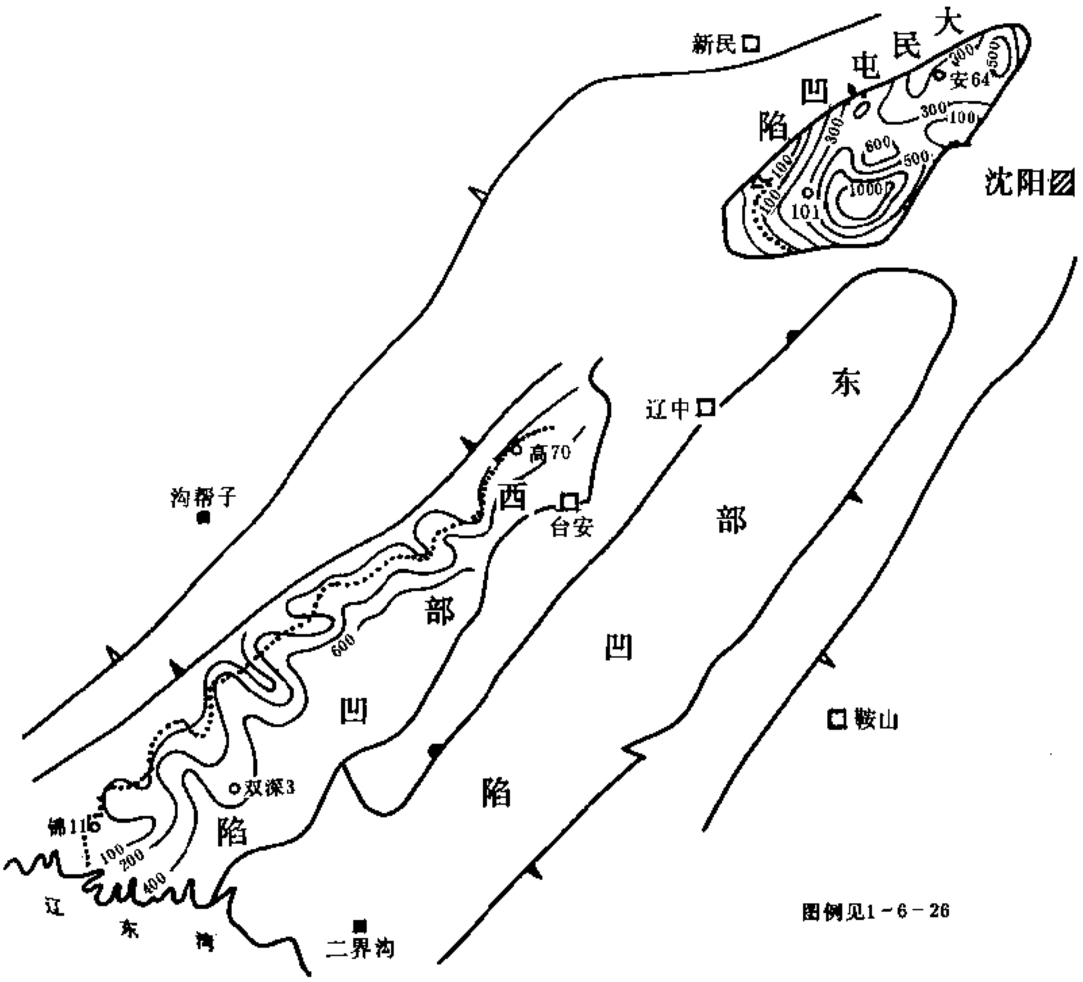


图 1-6-28　下辽河坳陷沙河街组四段暗色泥岩分布图

第四节　油 源 对 比

下辽河坳陷下第三系直接覆盖在古老的基岩之上。其沉积的多旋回性，决定了各成油组合生、储、盖的良好配置，也导致了本区多层次生储盖组合的广泛分布。按其配置方式可将本区成油组合划分为两大类：前第三系新生古储型和下第三系自生自储型。下辽河坳陷的三个凹陷各是一个独立的成油单元，凹陷内下第三系生油层广泛分布，既是本区油气的重要源岩，又是良好的区域性盖层。源岩的性质主要控制了该区原油的性质，生油区的分布又控制了含油区的空间分布，这就从事实上说明了本区的油气运移是短距离运移。因此，利用多种地球化学指标来进行油源对比，方法是可行的，也是可靠的。

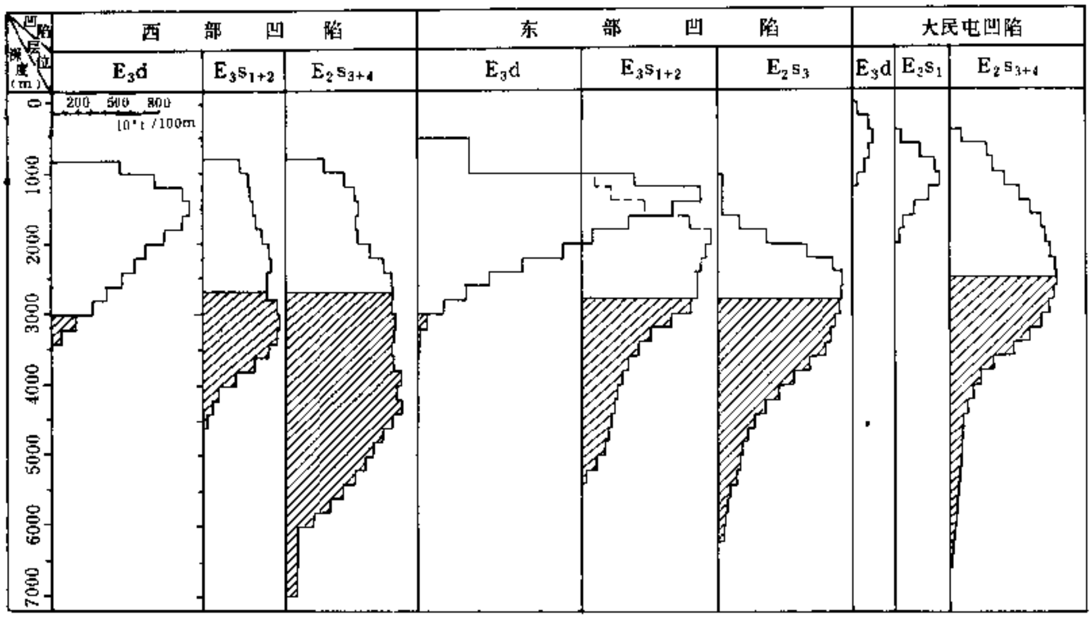


图 1-6-29 下辽河坳陷下第三系暗色泥岩纵向分布图

一、潜山油藏的油源

西部凹陷和大民屯凹陷潜山油藏的原油都是来自下第三系沙河街组四段和三段生油岩，主要是沙四段。资料表明，下第三系沙河街组四段和三段生油层系层层超覆，直接沉积在长期遭受风化剥蚀的中、上元古界碳酸盐岩、石英砂岩或太古界混合花岗岩组成的古突起之上，形成了良好的倒装式成油组合。下第三系生油层中形成的石油沿着断层面或不整合面直接运移到潜山中去，还可以通过砂岩内部的通道再次运移到潜山中去，在圈闭形成早于油气生成和运移的条件下，原油即可在潜山中富集起来，形成了新生古储型的潜山油气藏。曙光、齐家、兴隆台、东胜堡、静北…等潜山油藏都属于这种类型的油藏。通过原油和生油岩中氯仿沥青“A”的族组成、正构烷烃、异构烷烃、甾烷、萜烷、芳香烃化合物、元素、碳同位素等多项地球化学指标的分析和对比，证明潜山的原油与就近的下第三系沙河街组四段的原油性质非常相似，是出自类同的生物先体，具有共同的源岩；与下第三系沙河街组四段和三段生油岩的有机质性质相比较，证明大民屯凹陷潜山油藏的油源岩就是下第三系沙河街组四段生油岩；西部凹陷潜山油藏的油源岩是下第三系沙河街组四段和三段生油岩（图 1-6-30、31）。在曙光潜山的原油中还发现了相当数量的下第三系沟鞭藻类、疑源藻类和孢粉共 13 属 15 种，进一步证实了西部凹陷潜山的原油是来自下第三系沙河街组四段和三段生油岩。

二、下第三系的油源对比

下第三系的原油都是来自下第三系生油层，总体上是属于自生自储型成油组合。若再细分，对于各组段而言，又有明显的差别，其中沙河街组四段和三段油藏是典型的自生自储型；沙河街组二段和一段油藏有自生自储型，还有部分是来自四段和三段生油岩；目前发现的东营组油藏的油则基本上是来自下伏沙河街组生油层。

*1.*下第三系成油组合的划分

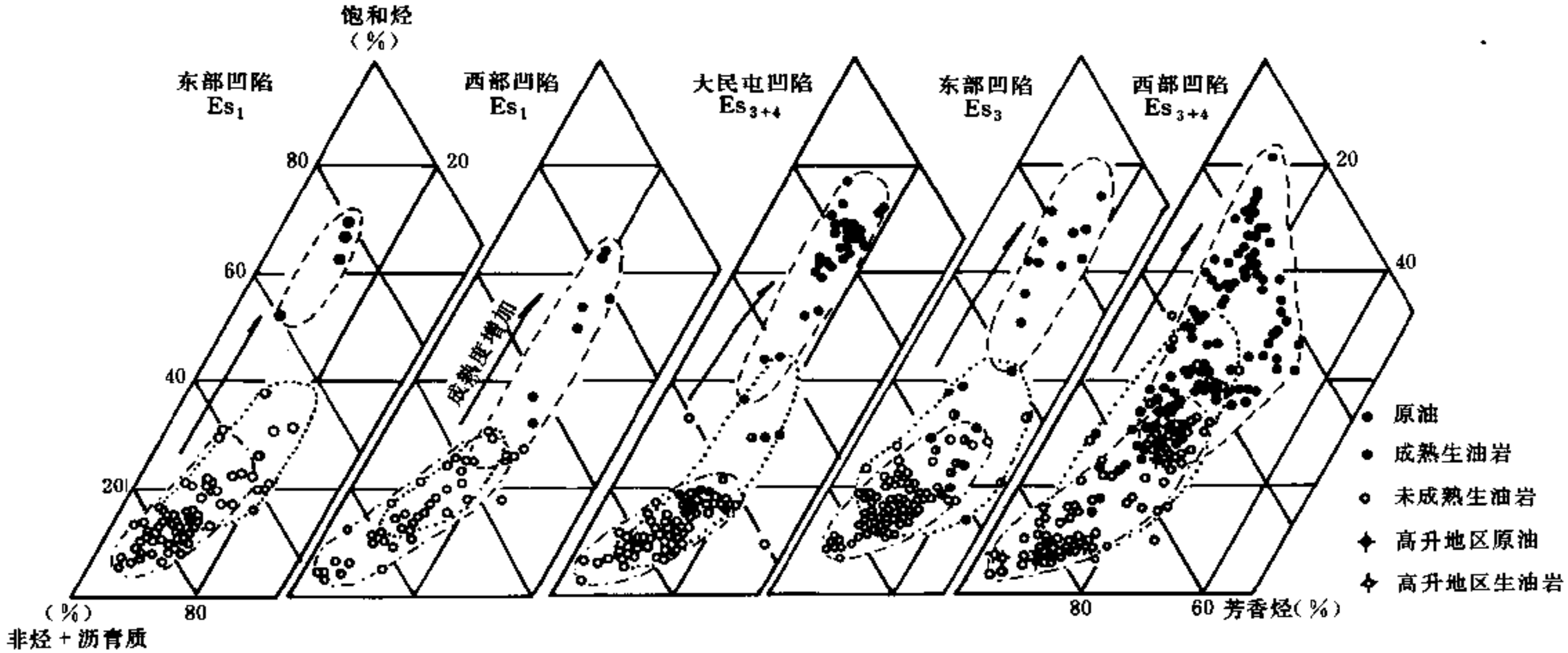


图 1-6-30　下辽河坳陷原油氯仿沥青“A”组成三角图

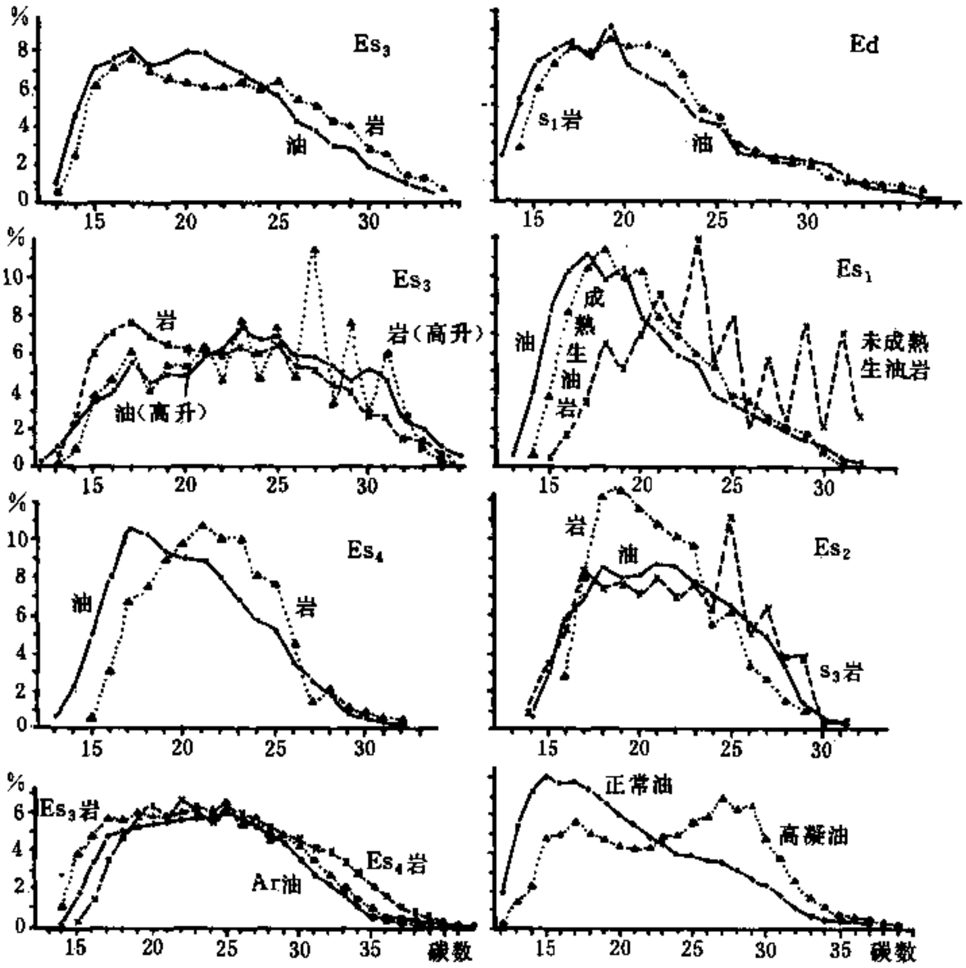


图 1-6-31　原油与生油岩正构烷烃对比图

由于构造活动和沉积作用的旋回性，本区下第三系大部分层段在纵向上砂、泥岩分异比较好，主要是属于扇三角洲、水下扇沉积体系，以侧变式和交互式为主要形式，形成了以下几套生、储、盖组合。

(1) 沙河街组四段组合　沙河街组四段是水进过程中的沉积，发育厚层暗色泥岩，砂岩夹在其中。西部凹陷与大民屯凹陷比较，以西部凹陷发育较好，下部牛心坨油层、高升油层仅分布在北部的局部地区，中部的扇三角洲砂体大面积分布，又是良好的储集层（杜家台油层），形成了一套完整的生、储、盖组合。

(2) 沙河街组三段组合　沙河街组三段是地壳快速深陷、水进不断扩大进程中的沉积，三个凹陷都有分布，在深水—半深水环境中发育了巨厚的优质生油岩；同时，浊积砂体广泛发育，从湖盆边缘直达中心部位，形成了更为广泛的储集岩层，构成了具有多套储集层的复合式成油组合。如莲花油层、大凌河油层、热河台油层等。

(3) 沙河街组一、二段组合

沙河街组二段和一段沉积时期，三个凹陷发育很不均衡，大民屯凹陷缺失沙河街组二段，一段也不发育；东部凹陷沙河街组二段大部分地区都不发育，沙河街组一段属于水进沉

积；西部凹陷沙河街组二段沉积时期开始水进，沙河街组一段沉积时期进一步水进最后到水退，沉积了厚层生油岩。冲积扇砂体和扇三角洲砂体插入，与泥岩间互，形成了由多套储集层组成的复合型生、储、盖组合。其储集层包括兴隆台油层、黄金带油层和于楼油层。

(4) 东营组组合　在东营组沉积时期，下辽河坳陷主要表现为：西部凹陷和东部凹陷部分地区深陷，发育了具备一定生油能力的生油岩，其它大部分地区，较广泛发育的是泛滥平原沉积体系，以薄层砂、泥岩互层为主，缺乏大面积分布的优质生油岩。总的来看，该组合发育不完整，其源岩主要是沙河街组一段、或下第三系更深的层位。

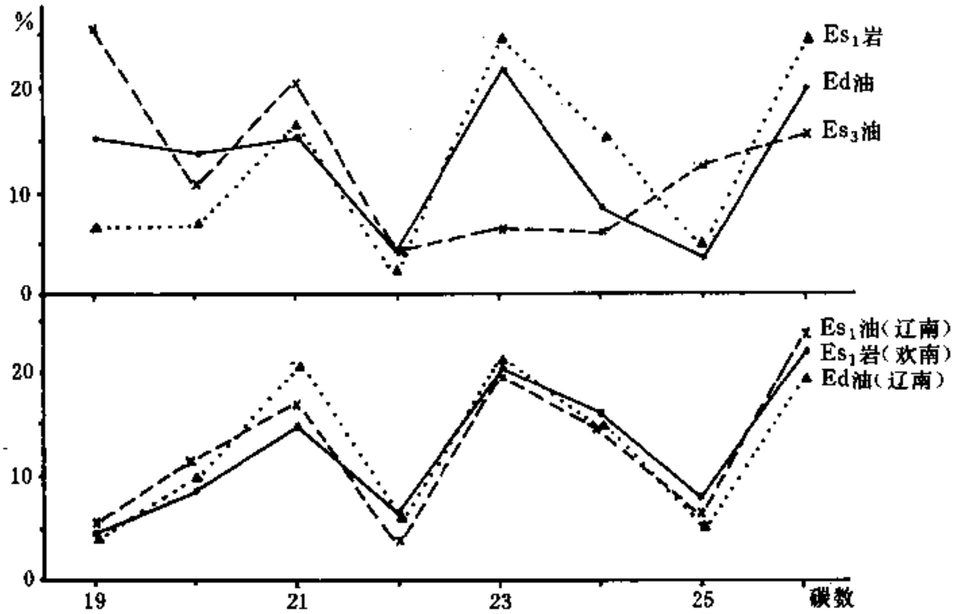


图 1—6—32　原油与生油岩中三环萜烷对比图

2.下第三系各成油组合的油源

目前，对于大民屯凹陷和西部凹陷油源问题的研究相对多些，而东部凹陷仅限于南部地区。根据原油与生油岩中氯仿沥青"A"的族组成、饱和烃色谱、色谱—质谱、芳香烃色谱—质谱、碳同位素以及卟啉化合物等性质的分析对比（图 1—6—30、31、32），可得出以下认识。

(1) 大民屯凹陷　沙河街组四段高凝油与四段生油岩具有良好的可比性，与沙河街组三段生油岩的可比性较差，说明高凝油是产自该区的沙河街组四段生油岩。沙河街组三段正常原油与三段生油岩中有机质的特征很相似，所以沙河街组三段生油岩是三段正常原油的源岩。

(2) 西部凹陷　沙河街组四段是西部凹陷最重要的生油岩，沙河街组四段的原油与四段生油岩各项指标都具有很好的可比性，所以沙河街组四段油藏是典型的自生自储型油藏。

沙河街组三段，高升地区沙河街组三段的原油是低熟油，主要来自就近的低熟生油岩，而不是来自南部洼陷的成熟生油岩；在兴北、曙光也都存在此种类型的油源；从表 1—6—21 可以看出，高升地区和曙光地区沙河街组三段原油中的卟啉化合物都分别与该区三段生油岩中的卟啉化合物非常相象，说明该区的原油确是来源于就近的生油岩，没有经过远距离运

移，也没有经过高温裂解。此外，在曙一区还有部分原油是来自沙河街组四段生油岩。在曙二区及其以南的广大地区，沙河街组三段成熟的原油与该区三段成熟的生油岩是非常相似，在这里，沙河街组三段原油乃来自三段自身的生油岩。综上所述，说明沙河街组三段原油性质差较大是由其源岩性质所决定的，沙河街组三段原油不是单一的源岩，是从就近的沙河街组三段和四段生油岩而来的。

表 1-6-21 沙三段生油岩与原油中卟啉化合物对比表

指标 \ 地区 / 样品	高升		曙光	
	生油岩	原油	生油岩	原油
DPEP/ETIO	3.68	4.17	1.27	1.84
ETIO/总馏分	0.24	0.19	0.44	0.35

凹陷南部地区的沙河街组三段和四段可视为同一套生油层。它们的原油性质也很相似，与生油岩中有机质的性质相比较，各种生物标志化合物等指标都有很好的相似性，说明沙河街组三段和四段的原油都是通过短距离运移而富集起来的自生自储型油气藏。

沙河街组二段的原油与二段生油岩对比，存在着较明显的差异，而与沙河街组三段生油岩却有较好的可比性，说明沙河街组二段的原油主要来自三段生油岩。

沙河街组一段生油岩成熟度较低，从原油的生物标志化合物特征的分析研究可以看出，在曙光等西部斜坡地带及兴北地区，沙河街组一段的原油不是来自该区一段未成熟生油岩，而是来自沙河街组三、四段生油岩。在凹陷深部位，即马圈子及其以南的凹陷区内，沙河街组一段埋藏比较深，生油条件比较好，生油岩已进入成熟阶段，是具有较好生油能力的有效生油岩，在这里，沙河街组一段原油的性质与生油岩中有机质的性质非常相似，沙河街组一段原油是来自一段本身的生油岩。

东营组的油源岩主要是沙河街组一段生油岩，而不是东营组本身。东营组的原油和就近洼陷中沙河街组一段生油岩的各项指纹化石的特征颇为相似，图 1-6-32 中原油和生油岩的三环萜烷组成特点进一步证明了这点。

三、上第三系陶组油层的油源问题

馆陶组油层的原油保存条件差，细菌降解作用严重，导致原油性质发生了很大的变化，增加了油源对比的难度。目前利用多种地球化学手段，通过油—油和油—岩对比看出，馆陶组油层的原油与杜家台油层的原油在族组成三角图上处于同一区间内；其元素组成中，碳含量为 85.78%，氢含量为 10.26%，与沙河街组四段氯仿沥青“A”中碳（84%左右）、氢（10%～13%）含量很相似，而与沙河街组三段氯仿沥青“A”的可比性很差，沙河街组三段生油岩中碳含量为 70%～74%，氢含量均小于 10%。碳同位素 $\delta^{13}C$ 的对比也证明了这点，

用饱和烃和芳香烃中的 $\delta^{13}C$ 绘制曲线，馆陶组的原油与沙河街组四段生油岩具有相同的斜率，说明它们具有亲缘关系。此外，其饱和烃、芳香烃色谱–质谱特征表明，馆陶组原油与杜家台油层的原油具有相同的母源，都是来自沙河街组四段生油岩；馆陶组的原油是由杜家台油层再次运移而来，属次生型油藏。

四、成因分析

实验证明，原油的性质本质上是取决于生油母体的类型，此外，尚与母岩所经历的沉积环境和成岩作用密切相关。原始有机物在沉积和被埋藏之后，通过生物化学和化学作用形成为大分子聚合物的干酪根——生油母质。在漫长的地质历史进程中，随着埋藏深度的增加，沉积和成岩作用的增强，地层温度、压力的增加，干酪根开始热降解。首先降解的是其中不稳定的杂原子，形成 CO_2、H_2O、H_2 和少量的甲烷等。随着温度、压力的进一步增大，干酪根大量降解，形成新的具有不同分子量的烃类，这就是石油形成的主要阶段。

下辽河坳陷下第三系的生物组合表明，该区的生油母体是陆源生物碎屑，包括湖成水生生物、岸边陆生低等植物和近岸陆生高等植物等。但不同地区在不同时期不同的沉积环境中，它们各占的比例有所不同。从三个凹陷原油中生物标志化合物的内组成（表 1–6–22）特征来看，西部凹陷的生油母源中，水生生物占较大比例，东部凹陷和大民屯凹陷则是陆源高等植物占的比例大。A.S.Mackzcie 和 J.R.Maxwell 在对北海原油进行研究的基础上，曾利用藿烷／甾烷比值将沉积的生态环境划分为几个区间（图 1–6–33）。

表 1–6–22　原油中生物组成特征统计表

原油＼地区＼项目		甾烷内组成(%)			藿／甾
		$\frac{C_{27}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$	$\frac{C_{28}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$	$\frac{C_{29}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$	
正常原油	西部	37.54	24.69	37.77	8.70
	东部	36.70	20.27	43.03	13.13
	大民屯	35.37	19.93	44.70	12.08
高凝固点原油		28.76	18.41	52.83	14.34

统计本区原油分析的藿烷／甾烷值，并将它们标在该图上，可清楚地看出两点：一是西部凹陷成油的母体物质和沉积环境与东部凹陷、大民屯凹陷有着较明显的差别，它们的藿烷／甾烷值分别落在两个不同的区间内；另一点是，将三个凹陷相比较，高凝固点原油中的藿烷／甾烷值是最高的。在高凝油和正常油的母源物质中，陆源高等植物所占的比例有很大的区别，据统计，高凝油的母源中，高等植物占了 70%；而在正常原油的母源中，水生生物和藻类共占了 53.85%，高等植物占的比例较小。

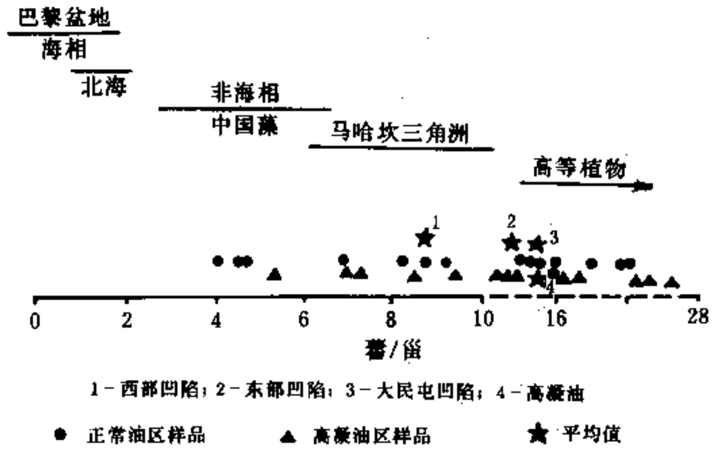


图 1-6-33　藿烷／甾烷值分布图

碳同位素 $\delta^{13}C$ 的测定也证明了这点。E.T.Degens 研究指出，在生物成分中，蛋白质、全碳水化合物的 $\delta^{13}C$ 值约为−15%～−21‰，变化区间比较大；脂肪类的 $\delta^{13}C$ 值最低，为−20‰～−34‰，变化区间最大；纤维素、木质素的 $\delta^{13}C$ 值居中，为−22‰～−25‰，变化区间最小。下辽河坳陷的原油，总体上看，$\delta^{13}C$ 值是比较低的，是属于来自陆源淡水沉积的有机质。但从生物成分上分析，不同的原油，其母源物质又有差别。正常原油的 $\delta^{13}C$ 为−25‰～−32.11‰，变化区间大，显然，其母源物质是以脂肪类物质为主，水生生物占比例较大；高凝固点原油的 $\delta^{13}C$ 值为−25.84‰～−26.48‰，变化区间只有 0.64‰，显然，在很大程度上是继承了以木质素、纤维素为主的陆源高等植物的特征。B.M.Thomos 在对全球范围内高蜡油的分布时代作了统计后指出，高蜡油的形成与高等植物，特别是被子植物的出现和发展密切相关。陆生高等植物的树皮、树叶、孢子、花粉、种子和果实等都含有较高的类脂物和似类脂物，它们都是导致形成大量蜡质油的源生物。高等植物不仅数量最大，生命力也最强，拥有的生命能量也最多，是陆源有机物质的重要供给者。下辽河坳陷在下第三纪，特别是在主要生油层沙河街组四段、三段以及一段沉积时期，温暖潮湿的古气候，更有利于各种陆源生物，其中包括高等植物的大量生长繁殖，为形成本区蜡质原油提供了丰富的物质基础。大民屯凹陷以高等植物为主体的沙河街组四段，何以能形成Ⅰ型干酪根，并能有这样高的产率。B.P.Tissot 等人曾经指出，微生物（细菌）对分散有机质，尤其是对陆源植物的改造是一个重要的因素。高等植物经过微生物强烈改造，其类脂质含量可大大地提高，这既是Ⅰ型干酪根形成的因素之一，又是形成丰富油气的又一重要的物质来源。大民屯凹陷沙河街组四段沉积中，丰富的有机质，尤其是以陆生高等植物为主体的陆源碎屑物质，经过微生物（细菌）选择性地改造，在弱氧化——弱还原的特定环境下，形成了丰富的特高蜡质的高凝固点原油。

总之，下辽河坳陷面积并不大，与松辽盆地相比较，还不足其 5%。但所含油气却是如此丰富，确实称得上是“小而肥”的盆地。这除了下辽河坳陷地质发育的特定因素外，丰富的有机质，尤其是包括高等植物在内的各种陆生有机质，都作为生油母源做出了重要的贡献，为下辽河坳陷的油气生成提供了雄厚的物质基础，是下辽河坳陷能形成如此丰富的油气的根本原因。

第七章 储 集 层

第一节 储集层研究概况

下辽河坳陷储集层研究主要是从两个方面分别进行的，一是区域勘探方面的以宏观为主的储集层评价研究；一是油田开发方面的以微观为主的孔隙结构、储集空间类型等方面的研究。事实上，在研究过程中，这两方面的研究内容是相互补充、互相渗透的。

一、区域储集层研究

区域储集层研究是以全坳陷为对象，以寻找和预测油气聚集有利地区为目的。

区域储集层研究涉及两类成因不同的储集体。一类是下第三系中以砂岩为主的碎屑岩储集层；另一类是前第三系（主要为太古界、中上元古界）以变质岩和碳酸盐岩为主的非碎屑岩储集层。

1.下第三系储集层

1985年以前，下第三系的区域储集层研究尚未独立开展，主要是结合沉积相研究进行的，对下第三系各层段砂体的形成环境、相带类型、分布状况、规模大小、几何形态、岩石学性质、物性及电性特征等方面进行研究和评价（详见第五章下第三系沉积相）。基本适应和满足了当时油气勘探工作的需要。

1985年，为满足油气资源评价课题研究的需要，对下辽河坳陷的储集层（包括下第三系和前第三系）进行了初步研究。

"七五"期间，石油工业部下达的科技攻关项目——"辽河盆地非背斜油气藏形成条件及分布规律"课题对储集层研究提出了新的要求。因此自1987年5月至1988年底，先后开设了浊积岩和大民屯凹陷的沉积条件研究项目，对储集层特征有比以前较为详细的描述。与此同时，用地震地层学方法进行研究的某些新技术也应用于储集层研究上，并取得了较好的效果。

目前，下第三系的储集层研究工作，正处于深化阶段，将储集层的原始沉积作用（属沉积学研究范畴）与储集层的成岩作用研究（属岩石学研究范畴）有机地结合起来，调动地质的、地震地层学方法的、测井的、实验技术的多种手段协同攻关。在勘探程度较高的地区以总结规律、深化认识为目的；在勘探程度较低的地区则以预测有利储集层为目的，全面而系统地进行储集层综合研究，以适应油气勘探工作的需要。

2.前第三系储集层

1980年初，首先对西部凹陷曙光地区的中、上元古界石灰岩潜山储集层的储集性能进行了研究，对非碎屑岩储集层的主要储集空间——裂缝的研究方法进行初步探讨。

1980年以后，从油气勘探的实践认识到，前第三系（主要为太古界和中上元古界）基岩潜山油气藏的分布、油气富集程度与储集层的储集性能关系十分密切。因此，从储集条件上探讨基岩潜山的油气勘探方向是必要的。

随着勘探工作的深入，不同时代、不同岩性的潜山油气藏相继发现，除中、上元古界石灰岩潜山外，太古界变质岩潜山油气藏的发现是下辽河坳陷潜山油气藏勘探的重大突破。为

解决以结晶基岩为储集层的油藏储量估算、井网设计、注水方案等一系列重大技术课题，需搞清此类储集层的储集性能。1984～1987年间，先后完成了大民屯凹陷东胜堡和静安堡两个潜山油藏储集层的研究。

上述两个以变质岩储集层为研究对象的专题，探索了以裂缝为主要储集空间的综晶基岩储集层的评价方法，采用某些新手段和新技术对这类岩石储集层进行综合分析，对结晶基岩岩性特征及分类、宏观裂缝的空间分布、裂缝密度、开度、裂缝孔隙度、微裂缝的性质、微裂缝的形成及分布规律、微裂缝的定量解释、储集层含水饱和度、渗透率等方面进行了系统阐述。在此基础上，1988年对东胜堡、齐家、静安堡、边台等变质岩潜山的储集层特征进行了总结、概括和提高。全面系统地讨论了下辽河坳陷太古界变质岩岩性特征及分布、变质岩储集层的评价方法、孔隙类型及其分布规律、变质岩储集层的孔隙度等问题，并对几个主要变质岩潜山油藏的储集层特征进行了论述。

下辽河坳陷变质岩储集层的研究成果在某些方面（例如裂缝的研究方法）有所突破和创新，不仅具有理论、学术意义，同时还对潜山油气藏的勘探、开发具有明显的实用价值。

二、油田开发储集层研究

油田开发储集层研究以坳陷内各油田的某开发区或油层组（主要为下第三系碎屑岩）为研究对象，以解决油田开发中的实际问题（例如为在高含水期进一步改善开发效果、实现稳产，以及挖掘储集层潜力等）为目的。

影响开发效果的诸因素中，储集层的储集性能是基本因素，为搞清孔隙类型和开发中的出砂问题，1981年首先对西部凹陷兴隆台油田马圈子油层和曙光油田杜家台油层的孔隙结构特征和粘土矿物问题进行了探讨，1982年又作了进一步研究。1983年又有新的进展，开始着手制定适合下辽河坳陷的孔隙类型划分标准，并涉及到孔隙结构特征对驱油效率的影响问题。1984年，开始对储集层成岩作用进行研究，主要研究了西部凹陷欢喜岭油田杜家台油层的孔隙结构。

1985年，对碎屑岩储集层成岩作用的研究范围扩大，研究领域扩展，除对西部凹陷继续加强工作外，也涉及到大民屯凹陷；不仅研究孔隙问题，也研究粘土矿物；除稀油储集层外，也开始对稠油储集层进行了研究。

次年，对下辽河坳陷下第三系孔隙结构特征进行归纳、总结性研究，对不同凹陷、不同地区的26套油层（小层）的微观孔隙结构特征进行更为细致、深入的研究，还编制了图册。

1987年，对欢喜岭油田杜家台油层不仅重新划分了成岩作用阶段、类型，探讨了孔隙形成机制，还对低渗透储集层的改造途径和措施提出了意见。

从1988年开始，油田开发储集层研究进入新的阶段，在继续深化成岩作用研究的基础上，还对老油田（例如兴隆台油田）剩余油气分布状况进行探索。历年主要储集层研究成果见表1-7-1。

表 1-7-1　历年主要储集层研究成果

类别	年份	名称
区域储集层研究	1980	曙光古潜山油藏碳酸盐岩储集层特征的初步分析
	1984	东胜堡古潜山储集层研究
	1986	西部凹陷沉积岩沉积特征及油气聚集有利地区预测
	1987	大民屯凹陷静安堡潜山油藏储集层评价
	1988	大民屯凹陷沉积条件分析
	1988	辽河盆地太古界变质岩储集层评价
	1988	储集层及油气检测的地质解释在辽河油田勘探中的应用
油田开发储集层研究	1981	扫描电镜下对储油砂岩中孔隙类型及粘土矿物的初步分析
	1982	兴南马圈子油层、曙三区和欢北杜家台油层粘土矿物分布特征及对储层的影响
	1982	对辽河油田各类油层孔隙结构特征的初步认识
	1982	兴隆台油田兴 42 断块区兴隆台油层孔隙结构研究
	1983	兴隆台油田兴隆台油层孔隙结构特征及对驱油效率的影响
	1984	欢喜岭油田杜家台油层孔隙结构特征及今后工作意见
	1985	辽河油田套主要储集层次生孔隙特征及对储层物性的影响
	1985	曙二区大凌河油层储集层特征研究
	1985	辽河油田稠油储集层中粘土矿物的研究
	1986	辽河油田各套油层孔隙结构特征研究
	1988	欢喜岭油田杜家台油层成岩作用及对储集层物性的影响

第二节　下第三系储集层

下第三系储集层是下辽河坳陷储集层的主体，在数千米厚的砂、泥岩沉积剖面中，发育多套具有以粒间孔为主要储集空间的砂岩、砂砾岩储集层。仅在局部地区（西部凹陷高升地区）的个别层段（沙河街组四段）发育了具有类似砂岩结构的粒屑（鲕）石灰岩储集层。砂岩储集层分别形成于盆地演化的各个阶段中，分布在凹陷边缘（冲积扇—扇三角洲体系）直至中心（扇三角洲—湖底扇体系）的广阔空间上（详见第五章）。盆地演化各个阶段形成的砂岩储集层在横向上断续相接、纵向上层层叠置，具有叠加连片、广泛分布的特征。

但是，由于形成条件（砂体成因机制）的差异，不同时间、不同方向的储集层在岩石学性质、岩石物性、孔隙结构、孔隙类型、成岩作用等方面具有一定的差异。

一、岩性、物性特征

下第三系储集层的岩性分为陆源碎屑岩和非陆源粒屑石灰岩二类，碎屑岩储集层占绝对优势。

1.碎屑岩储集层

碎屑岩储集层包括各个时期、不同环境中沉积及沉积后成岩作用改造的粉砂岩、砂岩（包括细、中、粗砂）、含砾砂岩、砾岩等由颗粒（即岩石骨架）和填隙物（杂基和胶结物）组成的岩石。

下第三系碎屑岩储集层的岩性以颗粒粗大（中—粗砂岩及含砾砂岩较多）、结构混杂、分选及磨圆均较差、碎屑物与母岩组分相似为特征，反映了沉积过程中的近物源特点。虽然各个沉积阶段不同环境中形成的砂体在上述特征的表现程度有所差异，但是砂岩普遍显示低成熟性是明显的，也可视为裂谷型盆地中砂岩的基本特征。

(1) 储集层的产状特征　碎屑岩储集层的产状与沉积条件关系十分密切。早第三纪不同阶段发育的各类沉积体系和相应形成的砂体具有不同的产状，如表 1-7-2。这些不同沉积条件下形成的储集层中，扇三角洲和湖底扇砂体占有重要地位，它们是沿凹陷短轴方向插入湖盆的碎屑岩储集体，砂体规模虽然不大，但由于多处物源同时向湖盆输送碎屑，横向上可以连成一片。

表 1-7-2　不同相带砂岩储集层的产状特征

特征＼沉积相		冲积扇	泛滥平原（河流相）	三角洲	扇三角洲	湖底扇	滨湖滩坝
产状		块状	中—薄层状	中层状	中—厚层状	厚—块状	薄层状
厚度（m）	砂体单层厚度	>10	0.5~5	2~5	2~10	<1~>10	0.5~2
	砂岩组厚度	>10	5~20	5~30	5~50	>50	2–5
	单井总厚度	>200	100~500	50~300	100~300	>500	50~20
形状		不规则扇状	带状、片状或透镜状	扇状或舌状	指状或带状	带状或透镜状	带状或透镜状
岩石相		砾岩相	中—细砂岩相	中—细砂岩相	中—粗砂岩和含砾砂岩相	砾岩、中—粗砂岩相	粉砂岩相
砂体规模		数十平方公里	数百平方公里	近百平方公里	几十平方公里	几十平方公里	几十平方公里

(2) 碎屑成分及结构特征　大量统计资料表明，下第三系砂岩的成分及结构的总特征是：在成分上，石英含量较低，仅为 30%~50%；长石含量为 20%~30%，高者可达 50%；岩屑含量较高，可达 20%~40%，高者大于 50%。砂岩岩石类型以岩屑长石砂岩和

长石岩屑砂岩为主，硬砂岩次之，整个坳陷至今尚未发现石英砂岩；在结构上，碎屑颗粒分选程度不一，除少数相带（河流相某部分，滨湖滩坝）分选相对较好、颗粒较均匀外，多数相带的砂岩分选较差，甚至极差，颗粒大小严重不均，组成的砂岩多呈偏粗的不等粒结构。颗粒与填隙物含量比值在不同相带中变化较大，在某些相带中（浅滩、冲积扇、湖底扇浊积岩）填隙物含量较高，有的相带中（扇三角洲前缘，三角洲前缘，泛滥平原中的河道等）填隙物含量较低。

1）颗粒成分：碎屑岩（砂岩）的颗粒成分有三大类，即石英、长石、岩屑，由它们组成岩石骨架。在各类成因的砂体中，它们的含量、粒度、岩屑矿物组分不同，对储集层的物性有影响。

石英：下辽河坳陷的各类砂岩储集层中，以单晶石英为主，多晶石英较少，大约70%以上的石英颗粒是来自岩浆岩、喷发岩和变质岩，来自沉积岩中的石英颗粒较少。

长石：砂岩中的长石以酸性正长石为主，条纹长石、微斜长石和偏基性的斜长石较少。

岩屑：不仅含量高，而且成分复杂，不同地区变化亦较大。例如在西部凹陷东侧，以太古界变质岩为母岩的储集层中，岩屑成分较单一，主要为混合岩、混合花岗岩岩屑（破碎后与花岗岩岩屑是有相似的结构和成分），其它岩石类型的岩屑极少；西部凹陷西侧的岩屑成分复杂，这与其外侧陆源供给区的母岩岩石类型复杂有直接关系，岩屑成分主要有玄武岩、安山岩、变质岩（与东侧的变质岩岩石类型不同、主要为千枚岩、片岩）、凝灰岩、流纹岩、花岗岩、硅质岩、碳酸盐岩、砂岩及泥岩等。不同部位变化极大，即使同一部位不同层位亦有较大变化。东部凹陷和大民屯凹陷也具有东、西两侧砂岩中岩屑成分不同的特点。砂岩岩屑组分的指向性十分明显。

在较细颗粒结构的砂岩中（指中砂级以下的颗粒），单矿物（石英、长石）颗粒含量相对较高、岩屑含量较低；在粗颗粒结构（粗砂及砾级）岩石中，单矿物含量相对较低，岩屑含量较高，尤其在碎屑流浊积岩中，这个特点更加明显。

2）填隙物的含量和组成：填隙物是指碎屑颗粒以外的、粒径小于0.0315毫米的陆源杂基和胶结物。碎屑岩中的填隙物含量变化较大，大致在2%～45%之间。其含量的高低反映了沉积作用的若干条件和成岩作用的强度变化。

基质杂基：西部凹陷在沙河街组三段沉积时期，碎屑流成因的浊积岩和某些冲积扇砂体中，其基质的含量普遍较高，可达20%以上；扇三角洲水下分支河道及河口坝砂体中，基质含量一般较低，为2%～15%。就基质成分而言，浊积岩、水下分支河道等相带的砂体多以粘土矿物基质为主；而水道侧缘浅滩、湖泊滩坝等相带的砂体、基质成分以泥灰质含量较高为特征。基质成分的变化，除了与相带有关外，也与沉积期间的水介质化学成分以及湖水面的升降（外界注入水的变化或蒸发量的变化）变化有关。

根据砂岩中基质含量的多少，把下辽河坳陷中的砂岩储集层分为三种类型，如表1−7−3。基质含量的多少，在成岩作用阶段中对孔隙发育、演化的影响不同。在骨架颗粒粒径大致相同的前提下，同样的成岩作用环境中，Ⅰ类砂岩由于泥质含量较少，颗粒骨架之间未被泥质包裹，呈颗粒接触，富含原生粒间孔，具有较好的连通性；Ⅲ类砂岩富含粘土基质，粘土基质包围着颗粒，形成基质支撑，例如“混凝土”式砂岩，粘土基质在成岩作用过程中易于压实，因而使原来少而小的孔隙变得更小；Ⅱ类砂岩泥质含量中等，在弱成岩作用阶段（压实、胶结）中，原生孔隙好于Ⅲ类砂岩、次于Ⅰ类砂岩，在成岩作用较强的阶段（溶蚀）中，后生改造作用较强，可能成为次生孔隙发育有利的储集层。

胶结物：除粘土基质外，砂岩中因化学沉淀作用形成的自生矿物称为胶结物，分布在骨架颗粒之间并起到固结颗粒的作用。据统计，下辽河坳陷下第三系各种砂体胶结物成分基本一致，仅仅在含量及矿物共生组合特征上存在某些差异。胶结物主要由碳酸盐类矿物、自生粘土、自生硅质矿物（石英和长石加大、微晶石英）、黄铁矿、方沸石等组成。其中碳酸盐矿物（包括方解石和菱铁矿）、自生粘土矿物中的高岭石、石英次生加大等类型是本区最常见、最具代表意义的胶结物矿物。

表 1-7-3 砂岩中基质含量分类表

类别	基质含量（%）	砂岩性质	主要发育相带（亚相）
Ⅰ	小于 5	纯净砂岩	扇三角洲水下分支流河道及河口坝
Ⅱ	5～10	中等含泥砂岩	泛滥平原河道、三角洲平原河道
Ⅲ	大于 10	富含泥砂岩	湖底扇浊积岩、扇三角洲水下分流间浅滩

(3) 碎屑岩储集层的物性特征　下辽河坳陷碎屑岩储集层层系多，成因类型复杂，普遍具有低成熟度的性质，砂岩骨架颗粒粒径相差悬殊，填隙物含量变化较大等一系列性质，决定着储集层物性无论在纵向上还是在横向上都呈现多变的特点。这种变化的总趋势是：在纵向上，深层砂体物性较差，浅层相对较好，主要受埋藏深度控制，与层位关系不明显；在横向上，砂体物性的变化主要受沉积相带控制，孔隙度显低梯度变化，变化区间为 8%～25%，多数为 15%～20%，渗透率则显高梯度变化，变化区间从小于 1×10^{-3} 二次方微米直至大于 10000×10^{-3} 二次方微米。这种梯度变化不是单一的，而是有反复的。

下第三系砂岩储集层的物性与沉积相、岩石相关系密切，在不同沉积相带的不同岩石相中存在明显差异。同时也由于早第三纪的断陷性质，断裂作用对盆地的分割致使沉积作用在各个部位具有独立性。盆地内同时发育多个沉积体系和多种沉积相与岩石相类型，不仅砂体规模小而且横向上相变迅速，因此储集层的非均质性十分明显。

下第三系诸沉积体系中以扇三角洲前缘水下分支流河道亚相的砂岩储集层物性相对较好，湖底扇砂体情况复杂，冲积扇砂砾岩和浅滩砂岩的物性最差（如表 1-7-4）。

1）扇三角洲砂岩储集层：是下辽河坳陷早第三纪湖盆扩张初始阶段沿短轴方向广泛发育的沉积体系，主要由扇三角洲前缘和前扇三角洲组成，可划分为水下分支流河道、河口坝及席状砂、河道间浅滩等亚相（详见第五章），不同亚相的砂岩储集层物性相差很大。

水下分支流河道亚相：高能水流冲积而成，砂岩颗粒较大，含泥量少，物性一般较好，孔隙度为 20%～25%，渗透率多在 1000×10^{-3} 二次方微米以上。但是在不同部位仍有差别，物性更好的是在河道中—下部，例如欢喜岭扇三角洲（沙二段）的锦 16 井区，孔隙度一般为 21%，最大可达 38.1%，渗透率一般在 $3000\sim5000\times10^{-3}$ 二次方微米，最高达 21000×10^{-3} 二次方微米；再如兴—马扇三角洲（沙河街组一段至沙二段），位于水下分支流河道上游的兴 58 井区，孔隙度 21.4%，渗透率 1473×10^{-3} 二次方微米，而位于下游部位的兴 42 井区，因结构成熟度的提高和泥质含量减少，孔隙度变化不大，而渗透率明显变好，达 4742×10^{-3} 二次方微米。

河口沙坝亚相：河口坝紧邻水下河道，沉积时水动力能量相对较弱，砂岩颗粒较细，但

较纯净，基质含量不高，故物性亦较好。例如曙光油田曙二区，主体部位属曙光扇三角洲

表 1-7-4　不同相带物性特征一览表[①]

凹陷	层位	沉积体系名称	相带位置	代表井(地)区	物性特征					
					孔隙度(%)			渗透率($10^{-3}\mu m^2$)		
					最大	最小	一般	最大	最小	一般
西部凹陷	E_2s_2	兴-马陡坡型扇三角洲体系	水下分支河道亚相邻近边缘部位	兴 58 井区	21.4 *			1473 *		
			水下分支河道亚相邻近河口坝部位	兴 42 井区	21.5 *			1742 *		
		欢喜岭缓坡型扇三角洲体系	浅滩(鲕滩)亚相	欢 22 井区	27.2	18.9	23	3690	<1	>1
			水下分支河道亚相	锦 16 块	38.5	9.5	25	21300	<1	5000
			邻近前三角洲部位	锦 100 井区	15.6	6.2	11	3	<1	1
	E_2s_3	高升陡坡型浊积体系	滑坡浊积相边缘	高 3-6-18	30.2	8.2	20	5726	86	600
			近源浊积相中心	高 25 井区	33.6	12.1	22	10620	22	1000
			近源相邻近远端相	高 16 井区	21.4 *			26 *		
		锦—欢缓坡浊积体系(峡谷部位)	峡谷右侧天然堤	锦 2-丙 6-4	23.5 *			1259		
			峡谷右侧天然堤	欢 2-19-08	24.4 *			894		
			峡谷左侧天然堤	欢 2-12-317	17.7 *			19		
			峡谷左侧天然堤	欢 2-13-317	18.8 *			87		
	E_2s_4	曙光扇三角洲体系	水下分支流河道亚相及河口坝	二区	19.9			1284		
				三区	24.7			1231		
			浅滩亚相	四区	27.3			176		
东部凹陷	E_3d_3	辽南三角洲体系	三角洲平原河道及河道间亚相	海 2 井	37	12.4	25~30	5611	<1	200~600
	E_3s_1	辽南泛滥平原沉积体系	河道及河道间	海 2 井	29.2	8.3	17~23	578	<1	70~150
	E_3S_1	大湾冲积扇体系	冲积扇相	新开地区	21.3	5.5	7~10	118	<1	6~15
	E_2s_3	青龙台浊积体系	滑坡相邻近边缘	龙 12 井区	30.5	20.8	26	27010	6	700~900
			近源浊积相边缘	龙 25 井区	20.8	9.6	15~16	884	<1	40~400
大民屯凹陷	E_2s_3	静安堡-前当堡三角洲体系	三角洲前缘	静观 1	23.2	21	22	1644	56	500~900
			三角洲前缘相带邻近前三角洲部位	前当堡地区(沈 97 井)	25.5	7.8	16.4	4357	<1	220
		法哈牛扇三角洲	扇三角洲前缘	法 101 井	21	17	18	>1000	<100	200~300
		西侧浅湖滩坝	浅滩	沈 77 井	26.5	12.5	16~18	>300	<1	15~30

① * 为单井或某一地区平均值。

(沙河街组四段杜家台油层）的河口沙坝，其孔隙度一般为 18%～20%，渗透率为 1000×10^{-3} 二次方微米左右。

分支流间浅滩亚相：是弱水动力乃至极弱水动力条件下的沉积物，砂层薄、颗粒细、分选虽较好，但泥质（或泥灰质）含量较高，物性较差。例如欢喜岭油田欢 22 井区沙河街组一段、曙光油田曙四区沙河街组四段杜家台油层的储集层都属此类，前者富含泥灰质，后者富含泥质，孔隙度虽仍较高，但渗透率却很低（参见表 1–7–4）。

2）湖底扇砾岩、砂砾岩储集层：早第三纪沙河街组三段沉积时期在下辽河坳陷（尤其是西部凹陷）发育的湖底扇浊积岩有独特的相模式和沉积特点，可划分为三个相带，但主要由两种成因机制的岩石组成：一是碎屑流成因的块状浊积岩，一是浊流成因的层状浊积岩。

碎屑流浊积岩储集层：是沉积物重力流块体流动的产物，颗粒粗大（多为砾级）、分选极差，呈基质支撑的无层理、无结构的"混凝土"状块状体。填隙物含量普遍较高。此类岩石的基质不仅包括粘土矿物（陆源），还应包括与骨架颗粒粒径相差悬殊的粉砂甚至中—细砂。储集层物性变化较大，有的层段孔隙度可达 22%左右，渗透率达 1000×10^{-3} 二次方微米；有的层段则较差，渗透率仅为 $1\sim 600\times 10^{-3}$ 二次方微米，甚至更低。纵向变化迅速，横向上不稳定，具明显的层间和层内的非均质性。

浊流浊积岩储集层：是湍流支撑的沉积物重力流形成的浊积岩的一种类型，颗粒多为砂级或含砾砂，分选相对较好，具不完整的鲍马序列，常见 A—A、A—B 等垂向层序，C 层以上少见（图版Ⅱ图 2）。物性以 A 段上部至 B 段较好，孔隙度多为 20%左右，渗透率 $20\sim 1000\times 10^{-3}$ 二次方微米，纵向上呈薄层状叠置，横向上具有一定的稳定性。

3）冲积扇砾岩储集层：此类岩石是不稳定水流冲积或洪积的泥石流作用形成的。在沉积过程中往往是泥、砂俱下，故结构极为混杂，陆源粘土夹在颗粒之间，呈基质支撑状，物性极差。例如东部凹陷新开地区的冲积扇（沙河街组一段），岩石孔隙度一般为 7%～10%，渗透率 $60\sim 15\times 10^{-3}$ 二次方微米，有的甚至小于 1×10^{-3} 二次方微米。

2.非陆源粒屑石灰岩储集层

下辽河坳陷下第三系的非陆源粒屑石灰岩储集层仅见于西部凹陷高升地区沙河街组四段高升油层内。是湖盆初期扩张阶段滨浅湖高能水动力环境下沉积的以碳酸盐岩为主的储集层。

（1）岩性特性　该套储集层为粒屑石灰岩，虽然具有与砂岩类似的粒状结构，但是其粒屑颗粒并非来自陆源，而是于湖盆内部形成。因此该储集层不仅在成分上有别于砂岩，而且在成因上也与砂岩不同，是一套内碎屑石灰岩。

粒屑石灰岩的碎屑特征如表 1–7–5。在全部粒屑中，鲕粒和团粒含量相对较高，鲕粒发育不完全，包壳较薄，核心较大，实为表鲕。填隙物多为泥灰质。

（2）物性特征　粒屑石灰岩储集层的粒状结构特征，使其物性具有与砂岩类似性质，颗粒大小、结构特征、填隙物含量以及成岩作用程度等因素决定着物性优劣。该地区粒屑石灰岩具有与中—细砂类似的分选较好的结构特征，但填隙物含量较高，碳酸盐含量最大为 82%，最小为 46.4%，一般在 55%左右，故物性多表现为高孔隙度、低渗透性的特征，孔隙度在 15%～35%区间变化，多为 20%～27%，渗透率在 $1\sim 659\times 10^{-3}$ 二次方微米区间变化，多为 $10\sim 30\times 10^{-3}$ 二次方微米。

下辽河坳陷的粒屑石灰岩储集层是特定环境的沉积物，故分布地区极为有限，并且单层厚度普遍较薄，一般仅为 1～2 米，累计总厚度为 10～25 米，因此该储集层在下第三系是一

种特例，不具有普遍意义，在后面的论述中，将不包括粒屑石灰岩。

二、成岩作用及孔隙演化特征

砂岩储集层在沉积作用完成以后，进入了漫长的成岩作用阶段。在成岩阶段，岩石的结构组分等发生一系列变化，储集空间也随之改变，这种变化对储集层的储集性能产生深刻影响。

1.成岩作用

成岩作用不仅仅是储集层（砂岩）本身的变化，它还涉及到生油岩、盖层等诸多方面的变化，是个十分复杂的变化过程。富含有机质的生油岩在埋藏成岩过程的热演化、油气水的运移、自生矿物形成与孔隙的演化，储集空间类型、盖层的封堵能力与油气保存能力等方面无一不与成岩作用有密切关系。

成岩作用类型较多，根据各种成岩作用对储集层储集性能的影响，可分为两大类作用，即降低或破坏孔、渗性的成岩作用和增加或改善孔、渗性的成岩作用。前者包括压实作用(机械压实、化学压实)、重结晶作用、蚀变作用等；后者主要是各种溶蚀作用，包括早期碳酸盐岩溶解、晚期碳酸盐岩溶解、不稳定组分溶解、石英压溶等。上述各种成岩作用分别是盆地构造—沉积演化某一阶段的反映，与埋藏深度、时间、温度等因素有关。

表1-7-5　粒屑石灰岩碎屑组成特征

特征 种类	成分	形状	粒径（mm）	成因	占粒屑比例(%)
砂屑	泥晶方解石	椭圆形或不规则状	0.05～0.5	未完全固结成岩的泥晶灰岩破碎成内碎屑	<10
团粒	泥晶方解石	不具内部结构的球形、卵形	0.05～0.1	由生物排泄物被交代形成	10～35
鲕粒	核心为砂屑或陆源碎屑、包壳为方解石	细砂状	0.1～0.5	高能水动力条件下生长形成	20～40
生物碎屑	亮晶方解石、黄铁矿	完整或碎片	大小不一	生物体死亡后被方解石、黄铁矿交代	5～10
陆源碎屑	石英、长石、玄武岩、花岗岩岩屑等	次棱角状	0.05～0.5	盆外搬运	>10

(1) 成岩阶段划分依据和标志　以西部凹陷为例，通过对欢喜岭地区的杜家台油层、高升地区的莲花油层、兴隆台地区的兴隆台油层及其它地区不同层位、不同埋深、不同沉积类型的砂岩储集层的研究表明，虽然不同地区成岩作用稍有差异，但仍可认为整个西部凹陷的

成岩作用阶段是大致相当的(表 1−7−6)。

表 1−7−6　西部凹陷成岩阶段划分及其主要标志（欢喜岭地区）

特征标志 \ 阶段划分		早成岩阶段	中成岩阶段			
			未成熟期	次成熟期	成熟期 A	成熟期 B
深度(m)			1500		2600	2800
温度(℃)			59		95	134
泥页岩粘土矿物	蒙脱石含量(%) 60 40 20					
	伊利石在伊蒙混层中含量(%)	<25	25~50		50~70	>70
	蒙脱石脱水曲线 12 8 4					
地球化学指标	R_o(%)	0.3 —— 0.45			0.7	2.1
	O/C	>0.3	0.3~0.1		0.05	
	H/C	>1.5	1.5~1.2		0.85	0.6
	OEP	>3.0	3.0~1.5		1.3~1.0	
孢粉	颜色指数(SCI)	>2	2~2.5		3	>3
	颜色		黄	黄—深黄	深黄—桔黄	桔黄—棕
岩石孔隙	原生孔隙					
	次生孔隙					
	孔隙度变化(%) 30 20 10	>28			19　18	<10

根据施密特的以有机质成熟度及岩石结构变化为基础，以成岩环境为依据来划分成岩阶段的方案，认为上述砂岩储集层处于中成岩阶段的次成熟期至成熟期，局部地区属未成熟期。由北向南，随着埋藏深度增加，成岩作用加强。成岩作用阶段划分的依据和特征如下：

1）古地温和地温梯度：下辽河坳陷在中生代末期至早第三纪为大陆裂谷盆地，由于上地幔隆起，地壳较薄且活动性强，深部热流易于向地壳上部传导，强烈频繁的断裂活动伴有多期火山喷发，热量向上部扩散并在浅层聚集。因此盆地内具有较高的地温场，特别对砂岩储集层的主要形成期——早第三纪的地温影响较大。

实测资料表明，在欢喜岭地区下第三系地温梯度为 4.0℃／100 米；利用镜质体反射率恢复新生代平均古地温梯度为 2.97～3.35℃／100 米，以此参数计算，兴隆台地区埋深为 1600～2100 米的古地温为 47.5～62℃（兴北地区），2100～2800 米区间的古地温为 62～83℃（兴南地区）；欢喜岭地区 2300～2900 米的古地温为 85～104℃。由此可知，兴隆台地区北部砂岩储集层的成岩作用大部分进入中成岩阶段次成熟期，局部为未成熟期；兴南地区

埋藏较深，大部分为中成岩阶段成熟期；欢喜岭地区的杜家台油层砂岩进入中成岩阶段的次成熟—成熟期。

2）粘土矿物组分及演变规律：地质历史时期，粘土矿物随着埋藏深度的增加和温度、压力的增高而发生转变，改变粘土矿物原有的组合关系，反映了储集层所经历的成岩阶段。因此，粘土矿物组合特征可以作为成岩阶段的标志。

西部凹陷各套砂岩储集层的粘土矿物主要为蒙脱石、蒙／伊混层、伊利石及高岭石。纵向上，蒙脱石在全部粘土矿物中的百分含量变化趋势是：随着埋藏深度增加而温度升高，蒙脱石含量随之降低。例如欢喜岭杜家台油层中的蒙脱石含量在埋深 2200～3500 米区间由 60%下降至 15%～20%。但这种减少趋势呈非线性关系，大约在埋深 2600～2800 米和 3400～3500 米区间有二个明显的转化带（如表 1−7−6）。这两个带表明了蒙脱石向蒙／伊混层及无序混层的快速转化过程。这两个转化带恰好与蒙脱石的两个集中脱水带相对应（如表 1−7−6），其古地温分别是 94～101℃和 120～124℃。

兴隆台地区兴隆台油层中的粘土矿物，也具有类似的情况，只是由于地温梯度的差异，蒙脱石向蒙／伊混层和无序混层两个转化带及相应的脱水深度较欢喜岭地区浅，分别为 2200 米左右和 2800 米左右。

3）孢粉颜色及颜色指数：随着埋藏深度增加、温度升高，孢粉颜色呈加深的趋势，由浅层的黄色变至深层的棕色，颜色指数由 1.8 增大至 3.5（表 1−7−6）。欢喜岭地区埋深 2500 米左右处，颜色指数在 2.5 以上，与其它指标相配合，认为基本相当于成岩成熟阶段的下限深度。兴隆台地区也具有类似的特征。

4）镜质体反射率与其它地球化学指标：镜质体反射率与干酪根元素分析的氧碳原子比（O／C）、氢碳原子比（H／C）及正构烷烃的奇偶优势比值（OEP）等都能从某一侧面反映随埋藏深度的增加，有机质降解向油气转化程度的加深。这些指标同样是划分成岩阶段的主要标志。在欢喜岭地区埋深 2700 米以上的镜质体反射率大都小于 0.45，埋深在 2700 米以下的镜质体反射率大都大于 0.45；氧碳原子比（O／C），氢碳原子比（H／C）和正构烷烃奇偶优势比值（OEP）等随埋藏深度增加呈减小的趋势（表 1−7−6）。

上述地球化学指标表明，埋深在 2500～2700 米区间是欢喜岭地区生油门限的大致深度范围，与其它反映成岩阶段划分的标志是吻合的。兴隆台地区生油门限深度大致在 2700 米左右。

5）砂、泥岩孔隙度与埋藏深度的关系：泥岩孔隙度与其埋藏深度有一定关系（如图 1−7−1），大致在 2500 米以上的深度区间内，由于地层的压实作用，泥岩体积减小，孔隙度降低，至 2500 米左右时，孔隙度降至 5%左右。2500～3100 米深度区间，泥岩孔隙度有一定程度回升，这是由于蒙脱石向伊利石转化时部分层间水变为自由水的过程中，体积膨胀（密度由 1.4～1.7 降为 1.0 左右）所致。

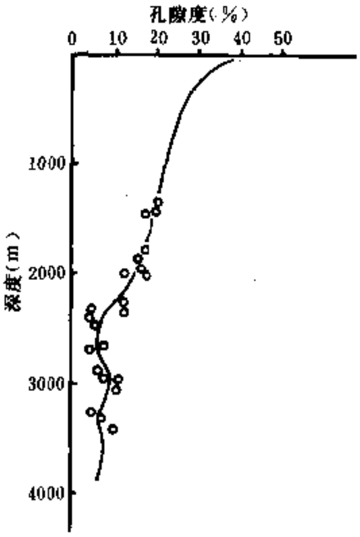


图 1−7−1　泥岩孔隙度与埋深关系曲线（据王玉珑）

砂岩储集层孔隙度随埋藏深度增加而减小（如表 1−7−6），其中在 2400～2600 米深度区间有一异常带，孔隙度有所回升（回升 3%左右）。这是因为此段位于泥岩中蒙脱石集中脱水带上部，泥岩脱出的活性水与有机质脱羟基生成的 CO_2 结合形成酸性水，并

向上覆低压储集层运移，使砂岩中不稳定组分溶解而导致了孔隙的增加。

综上所述，西部凹陷各项成岩作用标志在2500～2800米（多数在2600～2700米）深度范围内有明显变化，是中期成岩作用阶段成熟期的临界深度，储集层在此深度上下成岩变化特征不同。

(2) 成岩变化特征　成岩阶段的各种变化，有些作用是分阶段先后进行的，有些是同时进行的，有些则是始终在进行的。归纳各种成岩作用，可分为两大类。

1) 降低储集层孔隙性渗透性的成岩变化：此类成岩变化以机械压实和化学压实作用为主，此外还有其它类型成岩作用。

①机械压实作用，是成岩事件中最常见的一种作用。压实作用程度与埋藏深度和埋藏时间呈正相关，但是不具有线性关系。富含粘土基质的砂岩或富含岩屑的砂岩储集层压实程度较强。机械压实的结果改变了原始沉积的颗粒排列方式，由松散状变为致密状，相当颗粒随压实程度的加强，由游离状，点接触状变为线接触或呈锯齿状的边缘接触。

在埋藏深度和时间大致相当的前提下，压实程度还取决于颗粒成分，特别是岩屑成分。例如西部凹陷东西两侧物源区母岩岩性不同，西侧物源区供给岩屑较杂，以中酸性喷发岩，沉积岩岩屑占优势，抗压性较低，易于压实，东侧主要以中央凸起供给刚性的混合岩、混合花岗岩岩屑为主，具较强的抗压性，不易压实。因此，东侧储集层（兴隆台地区）所保留的原生孔隙较西侧（曙光地区）为多。

压实作用使岩石孔渗性降低，但当压实到一定程度时，机械压实对孔渗的影响明显减小。在下辽河坳陷，以埋深1500米为界，在该深度以上机械压实的影响明显，孔隙的损失大约在10%左右；1500米以下，机械压实对孔隙的影响减小，而化学压实作用影响较大。

②化学压实，化学压实作用种类较多，不同的作用发生在不同的阶段。

a.早期碳酸盐矿物胶结作用：这种作用是下辽河坳陷常见的成岩事件。早期碳酸盐胶结物主要为连晶方解石、菱铁矿及细粒白云石。

以方解石为例，沉积作用以后，溶解在孔隙水中的Ca^{2+}和HCO_3^-在水介质浓缩和pH值增高的条件下，方解石结晶以胶结物的形式出现于颗粒之间。在埋深1500米以上的砂岩中，胶结物普遍含钙即是由此作用造成的。菱铁矿和细粒白云石胶结作用也是如此。

很显然，早期碳酸盐胶结作用占据了孔隙从而降低了储集层的孔隙度。这种在油气运移之前发生的事件具有双重性，一方面破坏储集层的孔渗性，另一方面它又有效地阻止或减轻了机械压实程度，为次生溶蚀孔隙的产生创造了条件。

b.自生粘土矿物的胶结作用：自生粘土矿物是在成岩环境下，经化学沉淀作用充填在原生粒间孔隙或部分次生孔隙中的粘土矿物，在成因上不同于陆源的粘土杂基或成岩演变的蒙／伊（或蒙／绿）混层。自生粘土矿物类型主要取决于孔隙水的化学组分和介质条件。

下辽河坳陷砂岩储集层中的粘土胶结物主要为自生伊利石、高岭石和绿泥石等。它们的产出既破坏了孔隙，同时又使渗透性急剧下降（与杂基含量的多少对孔、渗性的影响具有相类似的效应）。由于粘土矿物组分很难溶解，因此它的含量高低直接影响孔渗性的优劣。薄片、X光衍射分析及扫描电镜观察，可以确认下辽河坳陷下第三系砂岩储集层中自生粘土矿物相当发育，其中以高岭石为主要类型。

自生高岭石胶结：此类胶结物分布广泛，在浅—中埋藏深度（1400～1900米）范围发育得最为典型，晶体形态多样。例如西部凹陷高升地区沙河街组三段莲花油层，粒间孔隙中的高岭石含量一般在2%～13%，最高可达20%；兴隆台和曙光地区的砂岩储集层中，高

岭石含量平均为5%左右。高岭石含量一般随深度增加而减少，但有时也有例外。如东部凹陷牛深2井3696米处砂岩中自生高岭石含量占全部粘土矿物的95%（<5微米的粘土颗粒X衍射测定）。

自生伊利石：晶形一般呈条带凸起的不规则片状，常呈粘土包壳或薄膜附在颗粒上，有时在粒间孔中呈桥型出现。粘土膜对以后的成岩作用有一定的抑制作用，对保护孔隙具一定的积极作用。

自生绿泥石：晶体垂直于颗粒表面向孔隙中心伸展，形成孔隙衬壁，它在石英次生加大或微晶石英形成之前生成。

c.硅质胶结作用：硅质胶结包括自生石英、自生长石加大和孔隙中单个微晶石英、钠长石。下辽河坳陷下第三系的砂岩中石英含量很低，硅质胶结作用无法与高成熟度砂岩（石英砂岩）相比。但是硅质胶结的现象是存在的，特别是成熟度相对较高的砂岩中，如扇三角洲砂体（曙光及兴隆台地区）硅质胶结现象较为常见。而浊积砂体，特别是颗粒粗大的碎屑流浊积岩中，硅质胶结不发育。

石英次生加大往往受到早期碳酸盐、粘土膜和陆源基质的抑制。在已发生的石英次生加大现象中，多是沿着单晶或多晶形的碎屑颗粒面向孔隙中心方向扩展，呈晶锥→晶面→柱状→他形的演变过程。石英次生加大的起始深度一般为1800米左右，随着深度的增加次生加大级别增高，因此可以将石英次生加大现象视为埋深标志。

除石英次生加大外，在某些层段中出现微晶石英或石英增生与微晶石英同时存在的现象，另外还可见到长石增生现象。

d.黄铁矿胶结作用：最常见的自生黄铁矿呈草莓状、散点状分布于砂岩中，有时出现于粘土矿物及有机质条带中，在扫描电镜下呈球形晶体。黄铁矿胶结作用不占重要地位，对储集层物性影响极小，但对成岩环境解释是有意义的。

除了上述化学胶结作用外，还见有其它类型矿物的胶结物，如海绿石，方沸石等，但仅有零星分布，对储集层影响不大。

③重结晶作用，这种作用主要发生于碳酸盐胶结物中，演化顺序为：泥灰质→泥晶或微晶→细晶→连晶。重结晶作用使矿物变得更稳定。经过重结晶作用的矿物尚有包裹物或残留物，这是识别重结晶作用的标志之一。重结晶作用并非仅仅受温度影响，它还必须在一定的水介质条件下进行，这是与变质作用阶段的重结晶作用的主要区别。

④蚀变作用，砂岩中不稳定组分在一定条件下发生分解，其矿物组合发生化学变化称之为蚀变作用。该区下第三系砂岩中，长石在沉积及成岩前后的演变对储集层有影响。

正长石和酸性斜长石的蚀变作用主要以高岭石化为主，斜长石的蚀变以伊利石化为主，有时二者兼而有之。长石的变化有两个阶段，初期表现为伊利石粘土，后期伊利石向高岭石转变。风化较重的长石与较新的长石共存，表明沉积作用时期共存着两种风化程度不一的长石（或含长石）碎屑物，在成岩阶段这二种风化不一的长石（或含长石）碎屑物抗成岩改造能力不尽相同。例如高升地区莲花浊积岩中以含风化较重的长石颗粒为主，因此成岩作用下高岭石化程度较其它地区明显。蚀变高岭石的起始深度为1350～1500米左右，并随深度的增加有减弱的趋势，特别是在1800～2000米时，当石英次生加大发育时，高岭石化明显减弱。

⑤交代作用，早期形成的矿物（包括陆源碎屑和早期自生矿物）被后期某种矿物代替。被交代的矿物在薄片下呈港湾状或具不规则的边缘。该区常见的交代矿物是碳酸盐，多是晚

期碳酸盐交代碎屑和自生高岭石，或自生高岭石交代早期碳酸盐和碎屑。石英交代其它早期形成的矿物也较多见。

上述化学压实（胶结）、重结晶、蚀变、交代等成岩作用有一个共同特点：岩石中某些矿物组合发生变化，这种变化有其自身的规律性。据此可以建立本区砂岩储集层的成岩矿物序列，由浅至深排列如下：微晶碳酸盐→晶粒状碳酸盐→球粒状菱铁矿→薄膜式自生伊利石→衬垫式自生绿泥石→草莓状自生黄铁矿→自生高岭石→石英自生加大→长石自生加大→微晶自生石英→自生方沸石→自生片沸石→片状方解石→二氧化硅交代等。虽然并非各个剖面都见有完整的上述演化顺序，但总体上则按照这个演化顺序发展（如表1-7-7）。其中衬垫式自生绿泥石和草莓状自生黄铁矿可能析出较早，往往和早期碳酸盐同期。

这些成岩矿物的形成不仅有一定顺序，而且还有一定的组合规律，由浅至深可划分为四个成岩相带（见表1-7-7）：

a.微晶粒状碳酸盐带：集中出现于1500米以上浅部地层中，属早成岩阶段至中成岩阶段的未成熟期。

b.自生高岭石带：在1500～2500米深度区间，以自生高岭石为主，石英、长石增生次之。

c.石英、长石自生加大带：大量出现于2500～4000米深度区间，以石英、长石增生为主，同时也见有自生高岭石。

d.粗晶方解石带：出现于4000～5100米，以片状方解石为主，也发育石英，长石加大相和碳酸盐交代相，石英加大强烈，达4～5级。

上述成岩矿物序列和成岩相带的划分是下辽河坳陷的一般规律，当局部地区的构造—沉积演化出现复杂情况时，例如坳陷边缘地区多次隆升、剥蚀、成岩矿物序列和成岩相带的划分往往与上述规律不符，可能会出现反复，成岩相带的划分亦较复杂。

2）提高储集层孔渗性的成岩变化：溶解作用是提高储集层孔渗性的重要成岩作用，主要发生于中成岩阶段成熟期（下限深度为2500米），受控于孔隙水的化学成分、浓度、pH值等因素。在成熟期的埋藏深度中，泥质中有机质脱羧基作用产生CO_2和蒙脱石释放层间水进入孔隙中形成酸性水，破坏了原孔隙水与矿物之间的化学平衡，对储集层的易溶组分开始溶蚀，对砂岩储集层而言，可分为颗粒溶蚀和填隙物溶蚀。

①碎屑颗粒的溶蚀是指对组成砂岩骨架成分的溶蚀作用。

a.长石的溶蚀：长石含量高是下辽河坳陷下第三系砂岩储集层的一个重要特征。因此长石溶蚀现象十分普遍，但程度不一。长石溶孔占孔隙的比例一般为1%～4%，平均为2%。颗粒边缘溶蚀呈港湾状，颗粒内部呈蜂窝状、骨架状，溶蚀严重的呈残骸状或铸模孔。

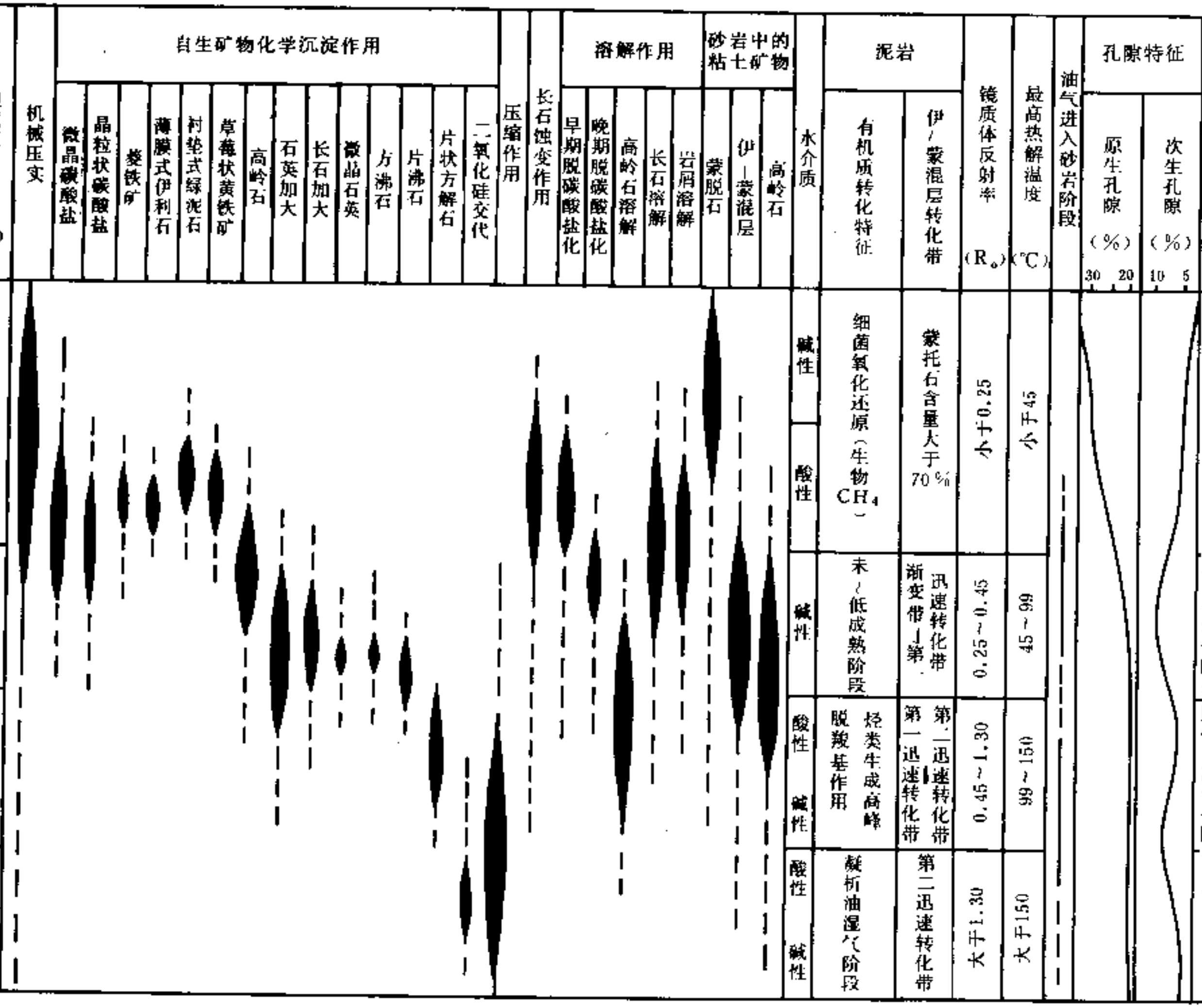
b.岩屑溶蚀：富含长石的岩屑及富含铁镁矿物的喷发岩、深成岩、片麻岩等岩屑常具溶蚀孔隙，是不稳定组分选择性（长石、铁镁）溶蚀所致，溶孔量一般小于1%，但局部层段可见大量岩屑溶孔。例如西部凹陷马22井2827.0～2839米井段内易溶的白云岩岩屑含量较高（10%～17%）。溶孔高达2.7%～3.6%。

c.表鲕溶孔：该区的砂岩储集层中含有少量表鲕（3%以下），表鲕溶蚀现象普遍，除了包壳有程度不同的溶蚀外，核部也存在部分或全部溶蚀现象。表鲕溶蚀产生的次生孔隙量不大，一般只占0.1%～0.9%。

d.灰屑、团粒及介形虫、螺壳体溶孔：此类溶孔存在，但数量甚微。

e.石英颗粒表面溶浊：发生于长石、岩屑溶浊之后，孔隙水中CO_2大量消耗，K^+、Na^+

表 1-7-7 辽河坳陷下第三系成岩作用演化史综合表



成岩阶段划分		埋藏深度（m）	水介质	泥岩 有机质转化特征	泥岩 伊/蒙混层转化带	镜质体反射率（R_o）	最高热解温度（℃）	储集类型	主要成岩现象	成岩相带
早成岩阶段		0~1500	碱性	细菌氧化还原（生物 CH_4）	蒙托石含量大于70%	小于0.25	小于45	次生（次）原生叠合孔隙型	颗粒变形弯曲颗粒破裂、泥晶—晶粒状方解石菱铁矿	压实成岩相、泥晶—晶粒状碳酸盐相
中成岩阶段	未成熟期		酸性							
	半成熟期	1500~2500	碱性	未~低成熟阶段	渐变带—第一迅速转化带	0.25~0.45	45~99	原生—次生孔隙型、次生—原生孔隙型	自生粘土沸石英（弱）石英—长石增生	浅部自生粘土矿物成岩相、深部石英、长石加大沸石相
	成熟期 A、B	2500~4200	酸性、碱性	脱羧基作用 烃类生成高峰	第一迅速转化带、第二迅速转化带	0.45~1.30	99~150	原生—次生孔隙型、次生—原生孔隙型	石英—长石增生（弱—中等）片状方解石	石英、长石加大相、片状方解石相
晚成熟阶段		4200~	酸性、碱性	凝析油湿气阶段	第二迅速转化带	大于1.30	大于150	原生—次生孔隙型（主）、次—原生孔隙型（次）	石英、长石加大、片状方解石相	石英加大相、碳酸盐交代相

表 1-7-8　兴隆台油层各类溶蚀孔隙数据表

地区	井号	井深 (m)	岩性	孔隙度 (%)	面孔率 (%)	碎屑溶孔 (%)	填隙物溶孔		总溶孔 (%)
							杂基 (%)	胶结物 (%)	
兴北地区	兴检 1	1974.0~2029.0	以砂砾岩为主	23.9	18.42	2.23	4.07	0.03	6.33
	兴 106	1900.0~1925.0	粗、中、细、不等粒砂岩	29.95	22.08	2.60	0.28	0	2.88
	兴 268	1655.0~1809.0	粗、中、细不等粒砂岩	23.96	17.71	3.21	2.26	1.20	6.67
	平均			24.13	18.52	2.60	3.10	0.47	6.17
兴南地区	马 16	2657.0~2676.0	粉、中、砂砾岩	10.06	9.13	1.34	5.53	0	6.87
	马 16	2680.0~2763.0	粗、中、细、粉不等粒砂岩	15.55	14.62	2.94	2.34	0.01	5.29
	马 41	2613.0~2731.0	砂砾岩、含砾粗、中、细、砂岩	15.38	13.22	2.06	2.03	0.08	4.17
	马 501	2763.0~2823.0	砂砾岩、不等粒、细、粗砂岩	18.86	13.39	2.83	3.56	1.93	8.32
	马 522	2782.0~2842.6	含砾、粗、细砂岩	14.71	12.81	5.85	3.57	0	9.42
	马 741	2202.0~2312.0	中、细、粗、砂砾岩	23.16	16.38	3.00	2.69	0	5.69
	平均			16.01	13.59	3.03	2.84	0.56	6.43

离于富集，孔隙水趋于碱性，对石英颗粒加大部分溶蚀，使颗粒周缘呈港湾状和出现表面溶坑。

此外，尚有其它溶蚀现象，例如高岭石晶间溶蚀等。在颗粒溶蚀中，除上述 a 和 b 类溶蚀作用普遍，对孔隙发育有一定影响外，其它类型的溶蚀作用对储集层的影响甚小。

②填隙物的溶蚀，砂岩储集层中的填隙物主要为粘土杂基、碳酸盐（菱铁矿）化粘土杂基，菱铁矿、团块等。它们形成于沉积期和早成岩阶段，基本上受沉积环境控制。

a.杂基的溶蚀：杂基早期溶蚀作用普遍，溶蚀的后果是产生粒间溶孔。例如西部凹陷兴

隆台北部地区，填隙物的溶孔平均为 3.1%，是总溶孔量的 50.7%（如表 1−7−8）；兴隆台南部地区填隙物溶孔平均为 2.84%，为总溶孔量的 45.5%。

③胶结物，被溶解的胶结物多为方解石、含铁方解石和含铁白云石等碳酸盐矿物，胶结物溶蚀后常见粒间晶内溶孔和颗粒与胶结物接触处的贴粒孔隙。此类溶孔分布不均，并且数量较少。

溶蚀作用是在一定条件下进行的，是孔隙水与矿物发生离子交换的结果，它必须具备循环水的条件，往往是溶解的同时发生物质迁移，此处溶解，彼地沉淀。溶解作用的程度与地下水渗流能力和水体性质相关，特别是对起始溶解要求更严，一旦被溶就能产生自我加速溶解直至与孔隙水达到化学平衡或孔隙被油气浸饱才停止。溶蚀作用也与该储集层溶蚀作用前的渗透能力有关，只有在具有一定渗透能力的储集层中，溶蚀作用才容易发生、发展。那种认为溶蚀孔隙发育的储集层就是次生孔隙占优势的观点是不全面的，至少是忽略了次生孔隙的发育往往是以原生孔隙的存在为前提，现今的次生孔隙中包括了部分原生孔隙。

2.孔隙演化

孔隙的演化是沉积作用和成岩作用期间原生孔隙和次生孔隙的变化趋势，是原生孔隙的产生、下降（或保存）、消失到次生孔隙的产生、发展、消失、再产生的过程。

(1) 原生孔隙和次生孔隙的基本特征　原生孔隙的丰度、大小取决于沉积条件。一切沉积作用过程（母岩区性质、风化、搬运、分选、磨圆等）和沉积机制（水动力性质）对原生孔隙有极大影响。原生孔隙包括了颗粒支撑的岩石中的粒间孔隙和基质中的微孔隙，以前者为主。原生孔隙的演化具有不可逆性，即丧失了的原生孔隙不再复原。

次生孔隙是成岩作用阶段各时期所产生的孔隙。这类孔隙的丰度、大小受溶蚀作用控制。次生孔隙的演化具有可逆性和反复性，原生或次生孔隙被封堵后，可以在另一次成岩事件中重新获得（全部或部分）。

原生孔隙和次生孔隙在砂岩储集层中，随沉积和成岩作用性质各占有一定比例。事实上原生孔隙丧失殆尽的局面是极少见的。

下辽河坳陷下第三系砂岩储集层中，绝大部分为混合型孔隙类型；少部分为单纯的原生孔隙类型，单一的粒间次生孔隙较少，而组分溶孔较多。由此表明，油气聚集有利的孔隙发育带，应该是有利于原生孔隙形成的沉积相带和成岩作用改造产生次生孔隙的相带。可以认为，孔隙的演化过程，实质上是原生孔隙和次生孔隙所占比例的再分配过程，孔隙之间一旦为油气占据才可能抑制其继续演化。

在原生和次生二类孔隙中，原生孔隙比较简单，是机械压实（压溶）后残留下的粒间孔，也包括了石英、长石增生后及其它自生矿物充填后剩余的粒间孔隙。相对而言，次生孔隙无论在形成原因、控制因素、类型与空间分布等方面均较原生孔隙复杂，储集层中孔隙演化的实质是次生孔隙的变化过程，当然次生孔隙的演化必然影响和带动原生孔隙的变化。

(2) 孔隙的演化　孔隙的演化取决于埋藏后的各种成岩事件，随着埋藏深度的增加，各类孔隙即发生变化，大量实测资料表明，孔隙随埋藏深度而变化。这种变化有一定的规律性：埋深在 1500 米以上，成岩事件以机械压实为主，原生孔隙受机械压实的影响使孔隙度变小。例如埋深 800 米处的孔隙度普遍大于 35%，至 1500 米处，原生孔隙仍保留在 25%左右。在此深度区间内次生孔隙不发育，原生孔隙占优势；1500～4000 米深度区间，化学压溶作用逐渐增强，大量自生矿物析出，化学压实与机械压实的共同作用，原生孔隙从 25%降至 10%以下，次生孔隙增加；4000～5000 米区间，原生孔隙进一步降低，次生孔隙的变

化呈复杂的局面。总之，孔隙受埋深的影响是比较敏感的（如表1-7-9）。不同深度有不同的表现特征，在1600～2100m区间，压实（压溶）损失的孔隙一般为9.83%～15.72%，平均为14.07%；胶结作用损失的孔隙一般为2.88%～6.17%，平均6.21%。由此可见，在此区间内压实（压溶）损失的孔隙度远远大于胶结作用损失的孔隙；溶蚀增加的孔隙（6.21%）仅占总孔隙的25.4%，增加的孔隙小于损失的孔隙。因此可以认为，埋藏深度2100米以上的储集层孔隙仍以原生为主。

表1-7-9　西部凹陷兴隆台地区孔隙演化数据表

地区	井号	井深(m)	原始孔隙度(%)	压实压溶后		胶结后		溶蚀后	
				孔隙度(%)	损失孔隙度(%)	孔隙度(%)	损失孔隙度(%)	孔隙度(%)	增加孔隙度(%)
兴北地区	兴268	1655.0～1809.0	35	22.51	12.49	17.29	5.22	23.96	6.67
	兴106	1900.0～1925.0	35	25.17	9.83	24.07	1.10	26.95	2.88
	兴检1	1974.0～2029.0	35	19.28	15.72	17.57	1.71	23.90	6.33
	平均		35	20.93	14.07	18.09	2.85	24.20	6.12
兴南地区	马741	2202.0～2312.0	35	19.81	15.19	17.47	2.34	23.16	5.69
	马16	2657.35～2676.67	35	6.85	28.15	3.19	3.66	10.06	6.87
	马16	2680.0～2763.0	35	14.81	20.19	10.26	4.55	15.55	5.29
	马41	2613.0～2731.0	35	13.67	21.33	11.21	2.46	15.38	4.17
	马501	2763.0～2823.0	35	21.45	13.55	8.57	12.88	16.89	8.32
	马522	2782.0～2841.0	35	12.33	22.67	5.29	7.04	14.71	9.42
	平均		35	15.44	19.56	10.01	5.43	16.25	6.24

在2100～2800米深度区间，压实损失的孔隙度一般为13.55%～28.15%，平均19.56%；胶结作用损失的孔隙度为2.47%～12.85%；溶蚀作用增加的孔隙度一般为4.17%～9.42%，平均为6.34%。由此可以看出，较深埋藏层段的胶结作用损失的孔隙大于浅埋藏层段，但也明显小于压实损失的孔隙度；溶蚀孔隙占总孔隙的比例提高，明显高于浅埋藏层段。在此埋深区间原生孔隙稍占优势，个别井段（例如马22井）次生孔隙占优势。

综上所述，纵向上在1500～3000米深度区间内原生孔隙和次生孔隙并存，原生孔隙为主，局部地区发育以次生孔隙为主的井段。平面上，孔隙的演化受沉积相带的控制，原生孔隙发育的相带（例如扇三角洲水下分支流河道）次生孔隙也发育。这是因为原始沉积产生的原生孔隙为地下水的循环提供了空间，为不同时期、不同类型的胶结物析出创造了条件。胶结物阻止了压实的进一步发展，为后期次生溶蚀孔隙的产生奠定了基础，原生孔隙的发育也为酸性水溶蚀颗粒提供了条件。因此，在1500～3000米深度区间内，次生孔隙的发育普遍存在，规模也很可观，但还不能认为次生孔隙占优势，不能忽略次生孔隙对原生孔隙的依存

关系。

(3) 孔隙结构特征：不同沉积环境中形成的砂岩储集层其孔隙结构参数和孔隙结构类型组合不同，即使同一沉积相带中的不同亚相（微环境）中的孔隙结构参数也有较大差异。

以扇三角洲砂体为例，随着沉积条件的变化，储集层孔隙结构有规律的改变。水下分支流河道、河口沙坝等亚相的砂岩孔隙结构孔喉大、物性好，孔隙结构类型组合以高渗、大孔、中-粗喉道型为主（如表 1-7-10、表 1-7-11）；分支流间浅滩相薄层砂、前扇三角洲薄层砂等砂岩储集层中，往往具有孔喉小、物性差的特征，孔隙结构类型组合较水下分支流河道，河口沙坝亚相有显著不同，高渗、大孔、粗～中喉道类型组合基本不存在，而以特低渗、小孔、细喉道型组合为主。同一亚相带不同部位，例如水下分支流河道主体和边缘，孔隙结构组合特征也存在一定的差异。

表 1-7-10　不同沉积相带孔隙结构参数表

沉积相带	K ($\times10^{-3}\mu m^2$)	D_M (μm)	R_{50} (μm)	R_D (μm)	$\bar{R}_{pm}$ (μm)	S_p (μm)	D	α	S_{kp}	<0.1 μm孔喉体积(%)	>10 μm孔喉体积(%)	主要流动孔喉体积(%)
辫状分流河道	3135	26.79	0.74	154.1	85.64	36.1	1.3	0.28	1.82	23.03	32.24	29.08
分流河道边部	1469	21.86	0.27	110.95	61.98	27.8	1.3	0.51	1.35	31.98	18.16	28.85
沙坝核部	1020	11.93	0.39	53.54	30.57	13.93	1.17	0.60	1.03	30.73	22.38	27.42
分流间薄层砂	625	8.81	0.21	18.88	10.46	4.93	1.08	0.33	0.94	33.85	12.52	25.23
前缘薄层砂	124	2.44	0.16	11.75	6.56	2.86	1.11	0.32	1.08	39.69	6.53	18.06
前扇三角洲	2	0.22	0.10	1	1.09	0.25	1.11	0.07	0.05	66.71	/	4.97

K—渗透率；D_M—孔喉均值；R_{50}—孔喉中值半径；R_D—最大连通喉道半径；R_{pm}—主要连通喉道半径平均值；S_p—孔喉标准偏差；D—相对分选系数；α—均质系数；S_{kp}—峰态

表 1-7-11　不同孔隙结构类型样品在各相带中的比例

相带 \ 分类（百分数%／样品块数）	高渗、大孔、粗喉	高渗、大孔、中喉	中渗、大孔、细喉	低渗、中孔、细喉	特低渗、小孔、微细喉
辫状分流河道	51.4／18	30.0／6	19.5／44	13.0／7	5.9／1
河道边部	22.9／8	10.0／2	14.6／33	14.8／8	
沙坝核部	20.0／7	40.0／8	27.0／61	18.5／10	5.9／1
分流间薄层砂	5.7／2	15.0／3	24.3／55	37.0／20	29.4／5
前缘薄层砂			10.6／24	7.4／4	17.6／3
前扇			2.2／5	9.3／5	41.2／7
(滑塌体?)		5.0／1	1.8／4		
合计	100／35	100／20	100／226	100／54	100／17

三、沉积作用及成岩作用对储集层的影响

储集层物性的优劣主要受沉积作用和成岩阶段的一系列成岩变化控制和影响。

*1.*沉积作用对储集层的影响

原始沉积作用对储集层的影响主要表现在两个方面：一是岩石颗粒的结构特征，一是填隙物的含量。从某种意义上讲，原始沉积作用对物性的影响是决定性的。这是因为成岩作用的所有变化都是在原始沉积作用的基础上进行的。

（1）岩石结构对物性的影响　统计资料表明，砂岩骨架颗粒的大小对孔隙度影响不大（如图 1–7–2），而对渗透率的影响却十分明显，随着砂岩粒级变细渗透率急剧下降（如图 1–7–3）。

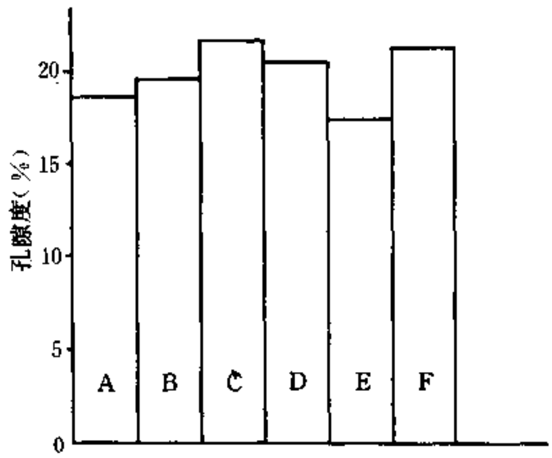


图 1–7–2　扇三角洲各粒级砂岩孔隙度直方图（据王玉珑）

A—含砾砂岩或砂砾岩；B—粗砂岩；C—中砂岩；D—细砂岩；E—粉砂岩；F—不等粒砂岩

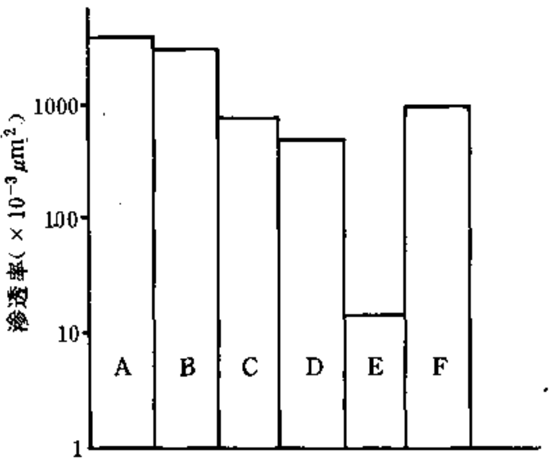


图 1–7–3　扇三角洲各粒级砂岩渗透率值直方图（据王玉珑）

A—含砾砂岩或砂砾岩；B—粗砂岩；C—中砂岩；D—细砂岩；E—粉砂岩；F—不等粒砂岩

砂岩颗粒的大小对孔隙度影响不明显的原因有二，一是砂体中不同粒级的颗粒在沉积条件下形成的原生孔隙度相差不大；二是成岩作用阶段中，机械压实作用随颗粒粒级变细而减弱（细颗粒砂岩损失孔隙较粗颗粒少），而化学压实作用则随颗粒变细而增强（细颗粒损失孔隙较粗粒多），二者相互抵消，使不同粒级砂岩的总孔隙度大致相当或相差不多。

颗粒大小对渗透率影响明显，含砾砂岩、粗砂岩渗透率大于 1000×10^{-3} 二次方微米者较多见，中砂岩、细砂岩和不等粒砂岩的渗透率多在 $500\sim1000\times10^{-3}$ 二次方微米范围内变化，粉砂岩的渗透率很低，仅为 10×10^{-3} 二次方微米甚至更低。渗透率在不同粒级砂岩中的变化原因与砂岩喉道大小有直接关系，一般情况下（指填隙物含量不大于 15%），粗大颗粒组成的砂岩具有较大的喉道（如图 1–7–4），喉道是流体渗流的通道，大喉道具有较强的流体通过能力，显然喉道的大小决定着渗透率的高低。因此，渗透率的大小与喉道的大小呈正相关，可用公式表示：

$$\lg K = 1.6089\lg D_{\mathrm{M}} + 1.1785$$

式中　K——渗透率（$\mu\mathrm{m}^2$）；

D_{M}——喉道半径均值（μm）（相关系数：0.9464）。

扇三角洲中的砂砾岩、含砾砂岩是较强水动力环境下快速堆积的储集层，碎屑颗粒虽然分选不好，磨圆度也较差，但是，在压实作用不太大的情况下，颗粒呈游离—支架状排列，

颗粒之间多呈点接触，少数为线接触。因此这类砂岩的孔隙较大（平均孔宽大于100微米)、喉道粗（喉道半径均值10微米以上)、配位数高（平均3.2)，显示了高渗透性。湖底扇浊积岩（指碎屑流浊积岩）虽然颗粒粗大，但因填隙物（除泥质外还应包括粉砂）太多，渗透性较差。

具有砂级结构的砂岩储集层，颗粒磨圆度分选较砂砾岩、含砾砂岩为好，颗粒多呈支架状—镶嵌排列、点—线接触，孔隙中等（平均孔宽80～100微米），喉道较细（喉道半径均值3～10微米），一般为中渗透层，个别为高渗透层。此类储集层多见于扇三角洲水下分支流河道侧缘（西部凹陷）和泛滥平原的河道相带（东部凹陷、大民屯凹陷）。

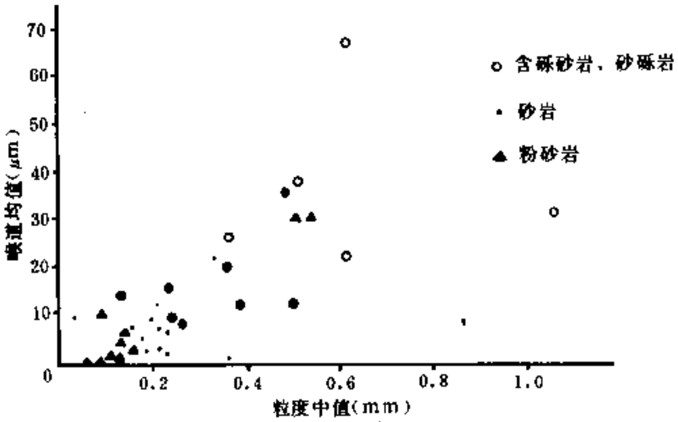


图1-7-4 粒度中值与喉道均值关系图（据王玉珑）

粉砂岩是弱水动力环境下的沉积物，颗粒细且均匀，分选较好，颗粒紧密镶嵌排列、颗粒间呈线状接触，孔隙很小（平均孔宽小于20微米），喉道细—微细（喉道半径均值0.1～2.0微米），属低—特低渗储集层。此类储集层多见于滩坝沉积中，例如扇三角洲的水下分支流间浅滩和滨湖滩坝（西部凹陷）。此外在泛滥平原的河道间、漫滩等亚相中，也广泛发育此类储集层（大民屯凹陷、东部凹陷）。

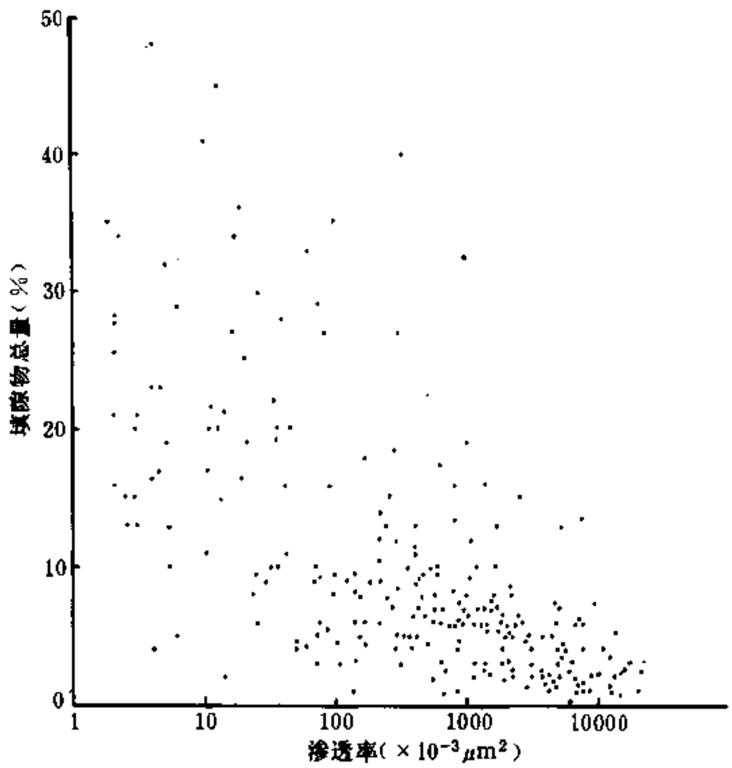


图1-7-5 扇三角洲砂岩填隙物总量与渗透率关系图（据王玉珑）

(2) 填隙物对物性的影响

在岩石颗粒结构一定的前提下，砂岩中的泥质（包括泥灰质）杂基和胶结物的含量对岩石物性的优劣影响甚大。

1) 填隙物对孔隙度的影响：砂岩储集层中的填隙物含量对孔隙度有很大影响，大量实测资料表明，随着填隙物含量的增加，孔隙度降低。当填隙物小于10%时，孔隙度为15%～30%，多数为18%～25%；当填隙物为10%～20%时，孔隙度在5%～25%区间变化，多数为10%～18%；填隙物大于20%时，孔隙度

在 5%～20%区间变化，多数在 10%以下。

填隙物成分与孔隙度变化关系不明显，泥质填隙物和方解石填隙物对降低孔隙的作用相同，但是，方解石易于溶蚀，在成岩阶段易于形成次生孔隙。

2）填隙物与渗透率的关系：渗透率受填隙物影响较明显，填隙物含量增加而渗透率降低。从砂岩中填隙物含量与渗透率关系图（图 1-7-5）可以看出：填隙物含量小于 5%时，渗透率普遍大于 1000×10^{-3} 二次方微米，多为 $4000 \sim 10000 \times 10^{-3}$ 二次方微米；填隙物含量 5%～10%时，渗透率在 $100 \sim 2000 \times 10^{-3}$ 二次方微米区间，填隙物含量 10%～15%时，渗透率在 200×10^{-3} 二次方微米左右；填隙物含量 15%～20%时，渗透率变化幅度大，为 $5 \sim 200 \times 10^{-3}$ 二次方微米之间，可能与填隙物中可溶性（不稳定）组分的溶蚀而产生的次生孔隙增多有关；当填隙物含量高于 20%时，渗透率明显降低，为 $3\% \sim 100 \times 10^{-3}$ 二次方微米之间。

引起上述变化的主要原因是由于砂岩储集层中填隙物堵塞喉道的程度不一所致，细小颗粒的填隙物在储集层中具有附着在骨架颗粒表面的特性，从而减小了喉道半径，渗透性能降低。如图 1-7-6 所示可知，砂岩储集层的喉道半径均值与泥质含量呈负相关，填隙物含量增加，喉道半径变小，反之则变大。填隙物含量小于 6%时，影响最明显；在 15%～20%时，喉道半径趋近于零，即填隙物含量大于 15%时，呈致密充填，孔喉极不发育。

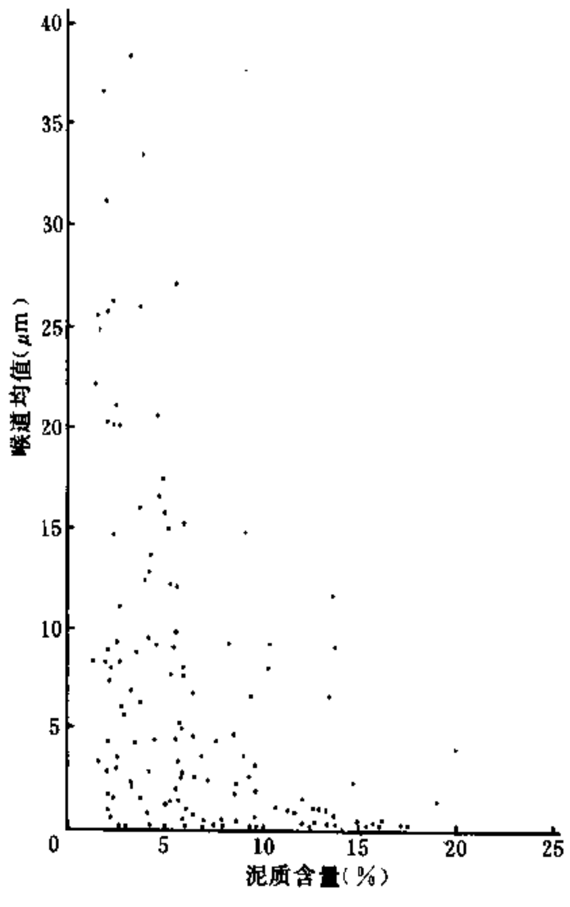


图 1-7-6　砂岩储集层喉道半径均值与填隙物关系图（据王玉珑）

通过上述分析不难看出，颗粒结构特征和填隙物含量对砂岩储集层物性的影响是十分敏感的，它们均受沉积作用控制。但是，由于沉积环境（条件）的不同，砂岩储集层的颗粒结构特征和填隙物的含量在不同沉积体系或同一沉积体系不同相带不尽相同甚至差异很大，因此造成了不同沉积相带砂岩储集层的储集性能有较大差别。

各粒级砂岩或同一粒级砂岩储集层，虽然因形成的环境、条件不同从而导致储集层物性特征上的差异（甚至具有很大差异），但是这些砂岩的孔隙度和渗透率之间，大都存在着正相关线性关系的基本特征（如图 1-7-7）。

原始沉积过程中，携带陆源碎屑的流体性质和沉积机制是造成颗粒结构和填隙物含量变化的最重要原因。在下辽河坳陷内牵引流水动力条件下形成的砂体，例如扇三角洲前缘、泛滥平原河流相等砂岩具有粗粒不均匀的结构特征，但泥质杂基含量较少，往往具有较好的储集性能。非牵引流（沉积物重力流）条件下形成的砂岩储集层，例如湖底扇浊积岩（主要指碎屑流成因机制的粗碎屑砾岩）、冲积扇（指泥石流成因类型）砾岩、砂砾岩不仅颗粒粗大，结构混杂，而且还由于泥质杂基含量普遍较高，因此，这类储集

层的储集性能较差。

即使同属牵引流或非牵引流条件形成的砂体，因水力学行为特征不一，所形成的砂岩储集层的储集性能也同样具有较大差别。以牵引流条件下形成的不同亚相的砂岩储集层为例，强水动力条件下形成的扇三角洲水下河道砂和弱水动力条件下形成的扇三角洲分支流浅滩砂相比，储集性能相差极为悬殊（参见表1–7–4）。

2.成岩作用的差异性对储集层的影响

成岩作用阶段相对于沉积作用阶段是漫长的，砂岩储集层经历了一系列复杂的物理、化学变化，对储集层进行着改造。下辽河坳陷的砂岩储集层在遵循着成岩作用受埋藏深度控制的规律下，不同地质背景的成岩作用又有差异，对储集层的影响是错综复杂的。

（1）不同成因机制的砂岩成岩变化对储集层有显著影响　以牵引流成因的扇三角洲砂体和以沉积物重力流成因机制的浊积砂体比较，可以看出二者之间的差异。

扇三角洲砂体相对浊积砂体具有较高的成熟度，因此在成岩变化中，扇三角洲砂岩受机械压实而损害的原生孔隙的程度远不如浊积砂体严重。能够保留较多原生孔隙的扇三角洲砂岩储集层中，孔隙水较活跃，容易引起矿物成分的迁移而发生溶解和沉淀作用。在一些扇三角洲中，例如兴隆台扇三角洲（沙河街组二段沉积时期）、欢喜岭扇三角洲（沙河街组二段沉积时期）和曙光扇三角洲（沙河街组四段沉积时期）等，发育了某些富含碳酸盐岩（钙质页岩、泥云岩、钙质砂岩）的层段，导致砂岩储集层中的碳酸盐成岩矿物发育，碳酸盐自生矿物极易溶解，所以在一定成岩条件下，次生溶蚀孔隙发育，提高了孔渗性。因此，扇三角洲砂岩储集层的储集性能普遍较好（参见表1–7–4）。

浊积岩储集层不仅结构混杂，而且成分复杂，颗粒中的不稳定组分含量较扇三角洲高，加之机械压实作用较强，因此浊积岩的储集性能明显不如扇三角洲。但是还可以见到在局部地区，个别层段具有高孔渗性。

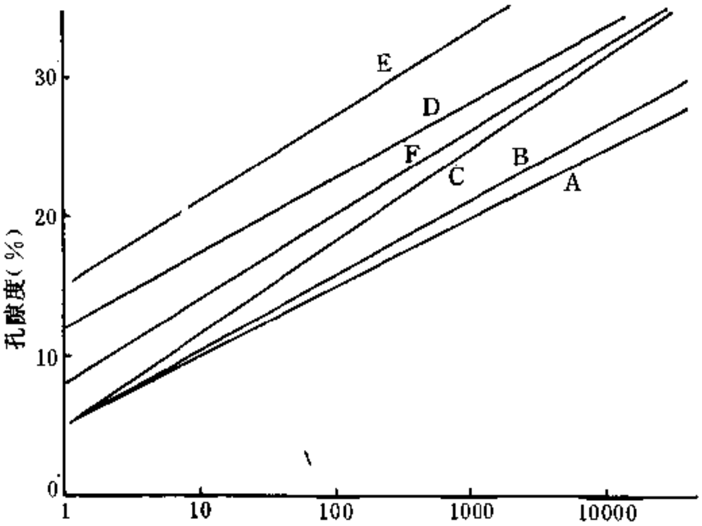


图1–7–7　扇三角洲各粒级砂岩孔隙度—渗透率关系图

A—砂砾岩；B—粗砂岩；C—中砂岩；

D—细砂岩；E—粉砂岩；F—不等粒砂岩

（2）不同沉积相带成岩作用差异对储集层的影响　许多研究实例已经证实，成岩作用受沉积相带控制。例如在湖底扇（浊积岩）沉积体系中，滑塌浊积相（块状碎屑流浊积岩），富含杂基填隙物，机械压实作用较强，而化学压实作用较弱，溶蚀现象少，储集性能受成岩作用影响主要表现为减少孔隙、降低渗透性能。远端浊积相（层状浊流浊积岩）机械压实作用和化学压实作用均较强，溶蚀现象明显，成岩作用对储集层储集性能的影响比较复杂，一方面具有损失孔隙，降低渗透性的不利影响；另一方面由于溶蚀现象发生而使某些局部地区或层段产生改善孔渗性能的有利影响，如西部凹陷双18–1井区的浊积岩储

集层。

扇三角洲体系的情况也是如此，同一埋深的不同亚相带中，成岩作用相差甚大。

(3) 骨架颗粒中岩屑成分不同引起的成岩作用差异对储集层的影响　不同矿物成分的岩屑颗粒在同一成岩作用下所产生的结果大不相同。在下辽河坳陷范围内的岩屑中，以混合岩、混合花岗岩等为代表的刚性岩石的岩屑抗机械压实能力强，抗破坏性化学压实作用亦较强，许多情况下产生建设性的溶解作用机会较多，成岩作用的结果对原生孔隙的保留、次生孔隙的产生较为有利；各种火山喷发岩、沉积岩等柔性岩石的岩屑，不仅抗机械压实能力较弱，而且抗破坏性化学压实作用的能力也较弱，化学压实作用的结果使大量孔隙损失。例如位于西部凹陷东侧的兴隆台扇三角洲砂岩储集层，以混合花岗岩岩屑为主，而位于凹陷西侧的欢喜岭—西八千扇三角洲砂岩储集层则以中—基性喷发岩岩屑为主，二者成岩作用差异很大。以兴 42 块和欢 26 块的储集层进行比较，二者均为水下河道砂，现埋深都在 1800～2000 米范围内，泥质含量均为 10%～15%，但是兴 42 块砂岩成岩作用后析出的自生高岭石占全部自生矿物的比例为 14%～34%；而欢 26 块的自生高岭石含量却高达 50%～70%，不溶性高岭石是影响储集层孔、渗性质的重要因素。因此兴 42 块孔隙度 20%～27%、渗透率 $1400\sim5700\times10^{-3}$ 二次方微米；而欢 26 块孔隙度为 20%～25%、渗透率 $500\sim2000\times10^{-3}$ 二次方微米。

第三节　前第三系储集层

下辽河坳陷的前第三系可视为第三纪盆地的基底，主要岩性为中生界火山岩和碎屑岩、中上元古界的碳酸盐岩和浅变质岩、太古界变质岩等，局部地区见有古生界石灰岩。上述岩性都具有一定的储集空间，与第三系储集层不同的是，前第三系储集层的储集空间主要不是粒间孔，而是裂缝。就裂缝发育程度而言，太古界变质岩是前第三系所有储集层中最重要、最具代表性、对油气藏形成最有意义的裂缝型储集层。

一、太古界的分布及岩性特征

下辽河坳陷的太古界上覆地层面积较广，剥去第三系盖层后，太古界出露面积约有 4000 平方公里。

1.太古界的分布

下辽河坳陷的太古界以潜山的形式存在于三个凹陷和中央凸起，其分布受古构造、古地貌、风化剥蚀等地质背景控制。

现今太古界的分布与基底断裂有关，其潜山名称及所依附的断层，如图 1–7–8 所示。

在大民屯凹陷，受一系列北东方向断裂的影响，目前已发现的前第三系古地貌山中，除静北为中上元古界石灰岩潜山外，其余皆为太古界变质岩潜山。

西部凹陷基底古地貌形态也受北东向基底断裂控制，其中牛心坨—台安—冷家堡、盘山—大洼断裂贯穿全区，此外还有一些断续分布的北东向断裂。上述断裂长期活动、具有继承性。它们的发生和存在使古地貌山呈北东方向展布，在其控制下形成了许多潜山带。除了曙光地区为元古界潜山外，其余皆为太古界变质岩潜山。

东部凹陷的太古界潜山主要有南部的海外河潜山和北部的茨榆坨潜山；其余广大地区基本由中生界覆盖，仅在中部东侧边缘三界泡地区中生界以下见有古生界石灰岩潜山（图 1–7–8）。

2.太古界的岩性特征

目前，在坳陷内所揭露的太古界岩石类型主要有片岩类、片麻岩类、粒状岩石类、角闪质岩类、混合岩类及混合花岗岩类。其中片麻岩类分布最广。就上述变质岩的矿物组合分析，基本以硅酸盐矿物为主，至今尚未发现由碳酸盐矿物组成的大理岩。

用钾氩法全岩分析同位素年龄为 20.1～20.4 亿年，因此可以推测下辽河坳陷结晶甚底应属于鞍山群。

(1) 片岩类　此类岩石分布有限，而且岩石类型也很少，仅在西部凹陷的齐家潜山见有白云母石英片岩和大民屯凹陷的东胜堡潜山见有阳起石片岩。

(2) 片麻岩类　主要为黑云母斜长片麻岩，次为黑云母角闪斜长片麻岩，具明显的片麻状构造，中—粗晶花岗变晶镶嵌结构。

片麻岩类在坳陷内分布极广，盆地的结晶基底主要是由片麻岩类及其混合岩所构成。

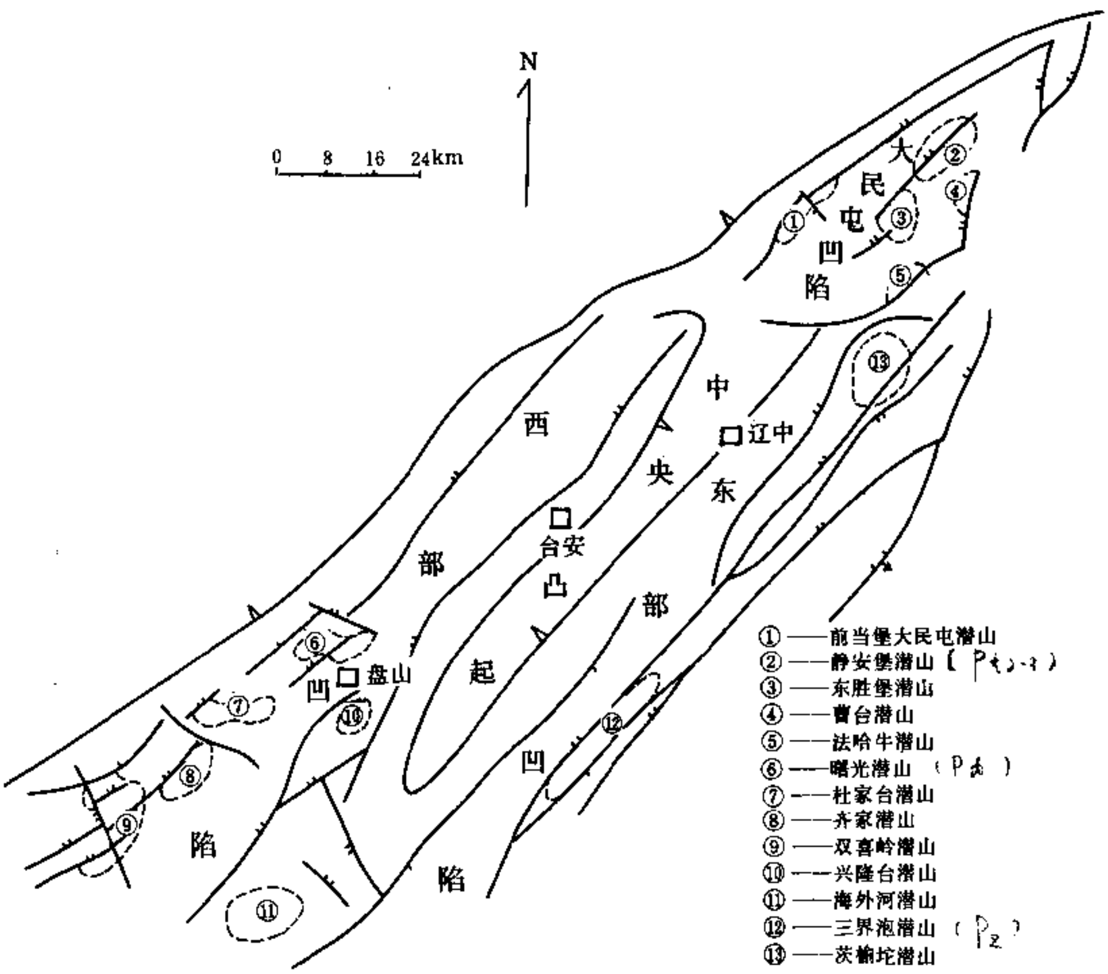


图 1-7-8　下辽河坳陷太古界潜山分布示意图

(3) 粒状岩石类　目前发现四种，即浅粒岩、黑云母变粒岩、绿帘钠长变粒岩，角闪变粒岩。

1) 浅粒岩：该类岩石主要分布于大民屯凹陷东胜堡地区，是东胜堡潜山油藏的主要储

集岩类。西部凹陷仅见于齐家潜山个别井段。

2）黑云母变粒岩：该类岩石主要见于大民屯凹陷东胜堡潜山北部及西部凹陷齐家潜山。

3）绿帘钠长变粒岩：该类岩石仅见于大民屯凹陷东胜堡潜山。

4）角闪变粒岩：该类岩石主要见于大民屯凹陷东胜堡潜山，往往与浅粒岩呈互层出现。

(4) 角闪质岩类　仅见一种类型，即斜长角闪石。具片麻状构造，中—细花岗变晶镶嵌结构，主要矿物为斜长石及普通角闪石，角闪石常蚀变为绿泥石，石英含量极少。

该类岩石分布广泛，三个凹陷均可见到，多与黑云母变粒岩或黑云母斜长片麻岩呈互层出现，也有的呈透镜体状。

(5) 混合岩类　主要为长英质混合岩脉体。一般为粗至巨晶结构，主要矿物有钾长石、斜长石、石英，暗色矿物为黑云母或普通角闪石，但含量较少。这种混合岩脉体在各种变质岩中均呈脉体出现，顺层的脉体为混合岩化早期形成，穿切变质岩片麻理的脉体为混合岩化晚期形成。

该类岩石在三个凹陷均有分布。

(6) 花岗岩类　花岗岩类岩石呈肉红色、结构均匀，为粗—巨晶花岗镶嵌结构，主要矿物有钾长石、斜长石、石英，次要矿物为黑云母（含量5%～10%）。

该类岩石主要分布于大民屯凹陷静安堡地区，在静北石灰岩潜山（元古界）之下。此外在中央凸起南部地区也见有花岗岩。下辽河坳陷内此类岩石在一定程度上已经变质，准确地应称为混合花岗岩。

除上述太古界变质岩类外，尚发现有中生代侵人变质岩中的浅成岩体和岩脉，它们分布也相当广泛，主要岩性为云斜辉斑岩及辉绿岩煌斑岩等。

二、变质岩储集层的储集空间类型及物性

太古界变质岩储集层的储集空间与下第三系砂岩储集层的储集空间有很大差别。虽然也可以分为粒晶孔隙和晶间孔隙、溶蚀孔、裂缝等几种类型（甚至可以有溶洞），但是对油气藏形成具有意义的主要是次生的裂缝空间。其它空间多为无效空间，储集空间的特殊性必然对储集层物性产生深刻的影响。

1.储集层的空间类型

(1) 粒晶和晶间孔隙　基岩张性断裂带往往可形成断层角砾岩，这种角砾岩可视为无搬运、无分选的碎屑岩，角砾之间具有粒间孔隙。基岩破碎时，其角砾的大小及分布状态不介于经过介质（水、风）搬运后沉积下的沉积岩所具有的特征，即粒级的分布不符合一般砂岩的正态概率分布特征，而是符合罗辛分布规律。因此，孔隙结构具有极大的非均质性，粒间孔隙的孔喉半径分布是随机的。

在有些大角砾之间，形成了大的粒间孔，实际上是孔洞。孔洞在埋藏条件下充满了地层水、水溶液中溶解的硅质成分往往以石英晶体的形式析出。在漫长的地质年代中，这些较大的粒间孔（洞）逐渐被石英晶体所填充，但是石英晶体之间仍然有孔隙存在，即石英的晶间孔隙。

这两种孔隙类型，由于在成因上与基岩张性断裂带相关，仅见于断层带附近，因此分布十分有限。

(2) 溶蚀孔隙　太古界变质岩主要是由硅酸盐矿物组成，在非埋藏或埋藏较浅的条件

下，表生的雨水、地下水对其溶蚀可以产生一些溶孔或溶洞。例如东胜堡潜山、齐家潜山的混合岩中可以见到溶孔、溶缝等。

但是，表生雨水和地下水对硅酸盐的溶解作用，无论是在溶解速度上还是在溶蚀规模上都远不及碳酸盐岩。因此变质岩溶蚀作用所产生的溶孔、溶洞极为有限，往往沿着裂缝产生一些溶蚀现象，形成少量溶孔、溶缝等。由溶蚀作用所形成的孔、洞数量虽然很少，但对于裂缝开度的加大作用却不容忽视。

(3) 裂缝　裂缝是下辽河坳陷内变质岩中最常见、最主要的储集空间类型。变质岩裂缝按其规模分为二类：以 10 微米为界，大于 10 微米者为宏观裂缝，小于 10 微米者为微裂缝。事实上这两种裂缝在结晶岩石中是同时存在的，而微裂缝更具有普遍性。

宏观裂缝包括两种成因类型，一类是区域性节理缝，结晶岩石节理缝密度很小，一般在线距数米范围内仅有一条，虽然分布广泛，但不大可能成为变质岩的主要储集空间；另一类是由构造运动特别是断裂运动所形成的构造裂缝，此类裂缝密度较大但分布不均匀，一般沿着基岩断裂带可以形成裂缝密集带，是主要的储集空间。当这两种成因的宏观裂缝交织在一起时是难以区分的。

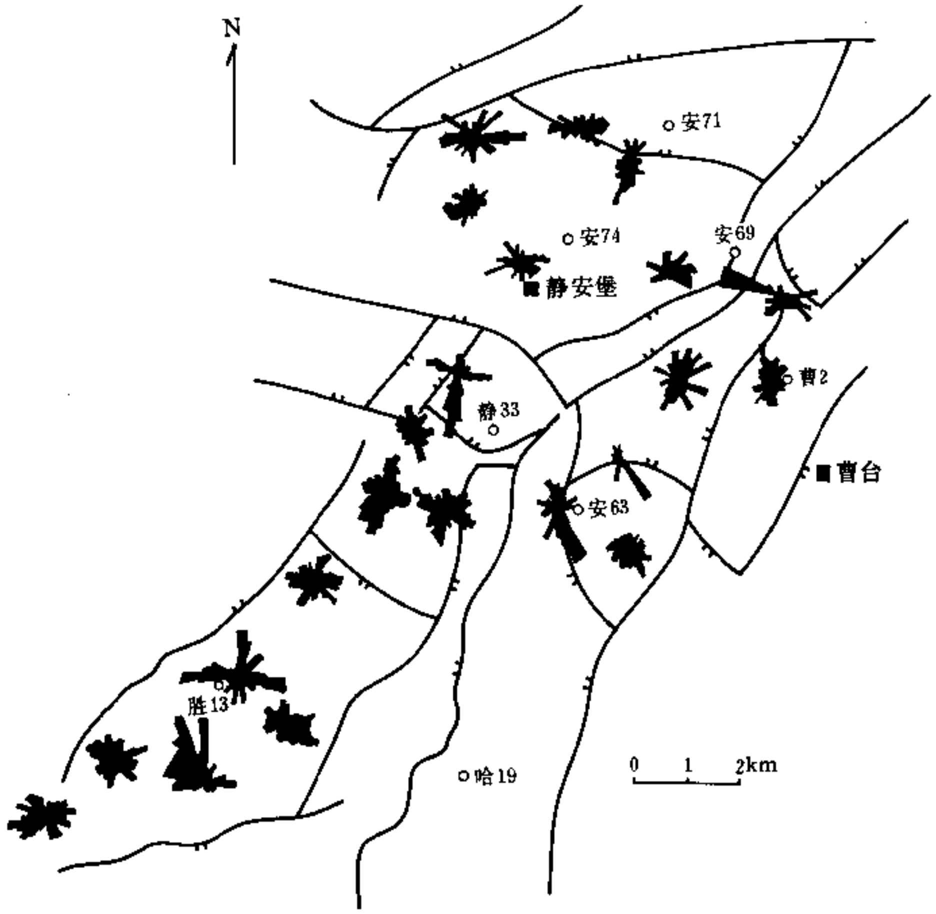


图 1-7-9　大民屯凹陷中央潜山带裂缝发育方向图（据侯振文）

太古界变质岩储集空间中的裂缝空间具有举足轻重的地位。裂缝不仅是油气储集的空间，同时又是油气流动的通道（喉道）。这种储集空间与喉道的一致性是碎屑岩储集层所不

具备的特点。因此，评价变质岩储集层的关键在于认识裂缝。

2.裂缝的形成及控制因素

变质岩形成初期及其原岩是没有或很少有裂缝的，现今的所有裂缝都是在变质岩形成以后的漫长年代中由各种地质作用产生的，就此而言，可以认为变质岩裂缝是一种次生储集空间。按其规模分为宏观裂缝和微裂缝。

（1）宏观裂缝 宏观裂缝的形成及其分布都直接与基岩断裂带有关。因此，裂缝的发育方向及分布受断裂构造运动控制。根据变质岩中晚期侵入脉体的分布及辽河裂谷形成过程可以把形成基岩张裂缝的断裂构造运动分为两期。

1）近东西向或北西方向断裂带形成的张裂缝：根据地层倾角测井电导率异常方向极坐标频率图及岩心裂缝的吴氏网投影密度图的研究表明，太古界变质岩发育一组近东西向或北西向构造裂缝（如图 1-7-9）。它与中生代侵入的辉绿岩和煌斑岩的分布走向是一致的，证实了这一组裂缝的形成时间与燕山期岩浆岩活动时间大致相当。该组断裂形成的时间较早，因同时受中生代晚期至第三纪早期漫长地质时期的风化、溶蚀作用，使裂缝开度加大，是变质岩潜山油气藏的主要储集空间。

2）北东向断裂带形成的张裂缝：极坐标频率图上还有一组北东向裂缝较为发育（见图 1-7-9），基本与早第三纪下辽河坳陷总的构造线方向一致。因此可以推测该组裂缝是在裂谷形成初期阶段——张裂期的产物。之后，裂谷的演化进入深陷期，沉积补偿速度较快，下第三系沙河街组三、四段覆盖在基岩隆起带上，因此该组裂缝基本未受到地表的风化淋滤作用。

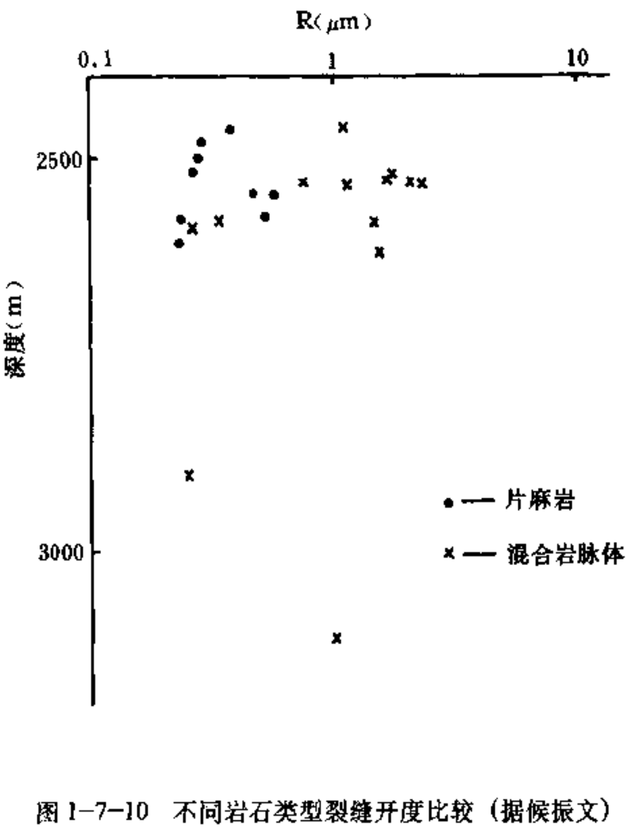


图 1-7-10 不同岩石类型裂缝开度比较（据候振文）

上述二组裂缝是太古界变质岩的主要储集空间，裂缝倾角虽可反映裂缝的空间分布，但是下辽河坳陷基岩裂缝的倾角没有明显的规律性，低角度和高角度裂缝随机分布。裂缝倾角的大小不反映裂缝的有效性，裂缝的有效与否只取决于裂缝开度。裂缝开度的大小与构造运动强度，岩石的物理性质（刚性或柔性）及埋藏深度有关。

3）宏观裂缝形成的控制因素：宏观裂缝的形成受岩石物理性质和构造运动强度双重控制。

①裂缝与岩性的关系：结晶岩石虽普遍具有刚性的特点，但由于组成变质岩的矿物组分、含量和结构的不同，不同类型变质岩之间刚性的程度有一定的差异，对裂缝的发育有明显影响。通过对不同类型岩石进行裂缝密度、开度、填隙物等参数的统计结果表明：a.裂缝的发育程度（密度）、裂缝开度与岩石类型有一定关系（如图 1-7-10）。暗色矿物（普通角闪石、黑云母、绿泥石等）含量较高

的岩石裂缝发育较差。这是由暗色矿物物理性质决定的。与浅色矿物相比，暗色矿物含量较多的岩石具有更大的柔性，对裂缝的形成及裂缝张开程度不利。b.裂缝的发育程度与岩石结构有关。随着岩石结构变粗，裂缝发育较差。这是由于粗结构的岩石晶间结合不牢，构造应力的能量消耗在晶间缝、解理的形成上，从而宏观裂缝不发育。c.裂缝开度与填充物有关。缝隙间由方解石或绿泥石充填时为死缝；由石英、黄铁矿充填时，缝间尚有一定开度。方解石、绿泥石填充物多是由暗色矿物分解、沉淀而成。很显然，裂缝的开度随着岩石中暗色矿物含量增加而变小。

根据上述三种现象，可把太古界变质岩储集层分为四类（如表1−7−12）。根据目前资料，Ⅰ类储集层主要分布于大民屯凹陷中央潜山带南部，西部凹陷齐家古潜山也有零星分布；Ⅱ类储集层分布较广，遍及整个坳陷；Ⅲ类储集层主要见于大民屯凹陷静安堡地区及中央凸起南段；Ⅳ类储集层分布较广，多为片麻岩、变粒岩夹层或互层出现。

表1−7−12 下辽河坳陷太古界变质岩宏观裂缝发育程度分类表

类型＼项目	岩石类型	结构特征	宏观裂缝		孔隙度(%)	填充物	评价
			密度	开度			
Ⅰ	浅粒岩、混合岩、变粒岩等粒状岩石类	等粒状细晶	110.6 条／m	0.12mm	1.68		好
Ⅱ	黑云母斜长片麻岩、混合岩，暗色矿物以黑云母为主	中—粗晶	70条／m	0.023～0.044mm	0.23～0.38	绿泥石 方解石	中
Ⅲ	花岗岩	粗—巨晶	不发育			方解石 绿泥石	差
Ⅳ	斜长角闪石、黑云母角闪片麻岩，角闪变粒岩，晚期岩脉，暗色矿物以角闪石为主、含量高	中—粗—巨晶	极不发育			方解石	极差

②宏观裂缝与基岩断裂的关系：刚性岩体发生断裂易于形成宏观裂缝，塑性岩体受构造力作用容易产生褶皱变形，很难产生裂缝。因此构造裂缝的发育及分布与刚性变质岩体中的断裂或断裂带有关。基底断裂使原来不发育裂缝的变质岩体，在其断裂或断裂带通过的部位形成裂缝密集带。对于Ⅰ类储集岩，断裂所产生的裂缝可以波及整个潜山，而Ⅱ类及Ⅲ类储集岩只能在沿断裂或断裂带走向方向上形成狭长的裂缝高密集带，涉及范围有限。

③裂缝与埋藏深度的关系：形成裂缝的岩体在后期沉积层的覆盖和静压力作用下，使裂缝（包括微裂缝）产生不利的影响。

(2) 微裂缝　微裂缝大量存在于变质岩中，常规物性分析方法测得的孔、渗参数主要是反映微裂缝的孔渗情况。微裂缝是变质岩储集层中不可忽视的另一种成因类型的储集空间，主要是风化作用形成的。

1）微裂缝的存在形式：下辽河坳陷太古界变质岩微裂缝有四种存在形式。

①长石类矿物解理缝：长石类矿物最发育[001]和[010]解理缝。解理发生在结晶矿物中结合力最脆弱的部位，在拉张应力作用下，尤其是由深层上升到地表时，静岩压力释放会导致矿物沿着解理裂开形成解理缝。解理缝开度很小，扫描电镜下观察到的解理缝开度多为1微米，但解理缝密度较高，例如一个直径8毫米的钾长石交代斑晶存在20条解理缝。

长石类解理缝在混合岩中较发育，尤以伟晶状混合岩更发育。

②石英微裂缝：是出现在石英矿物上的微裂缝，这种裂缝不规则，单条裂缝不平直。由于石英较其它矿物更具刚性，因此在有拉张应力时，这类解理不发育的矿物易形成不规则的裂纹缝，尤以粗晶石英更明显。

③晶间缝：在外力作用下，沿矿物晶体间结合部位易形成晶间缝。一般以等粒状粗晶结构的岩石为常见，而且常把构造应力的能量消耗在晶间缝的形成过程中。

片麻岩类及花岗岩类中此种晶缝发育。

④片理、片麻理缝：是在具有片状、片麻状构造特征的岩石中，在外力作用下沿着片理、片麻理裂开的微裂缝。

主要发育在片岩及片麻岩的风化部位。

2）微裂缝的性质：微裂缝开度很小，根据压汞资料统计，变质岩储集层微裂缝开度小于5微米者占全部微裂缝的94%。因此，微裂缝具有两个重要性质。

①具有低渗透性：实测压汞样品的孔喉半径（裂缝开度）与渗透率的关系（如图1-7-11）表明，渗透率小于10×10^{-3}二次方微米者占全部样品总数的96%；用公式计算出的大民屯凹陷静安堡地区潜山储集层微裂缝的渗透率，也同样显示了低渗透性的特征，5口井平均值仅为4.6×10^{-3}二次方微米。

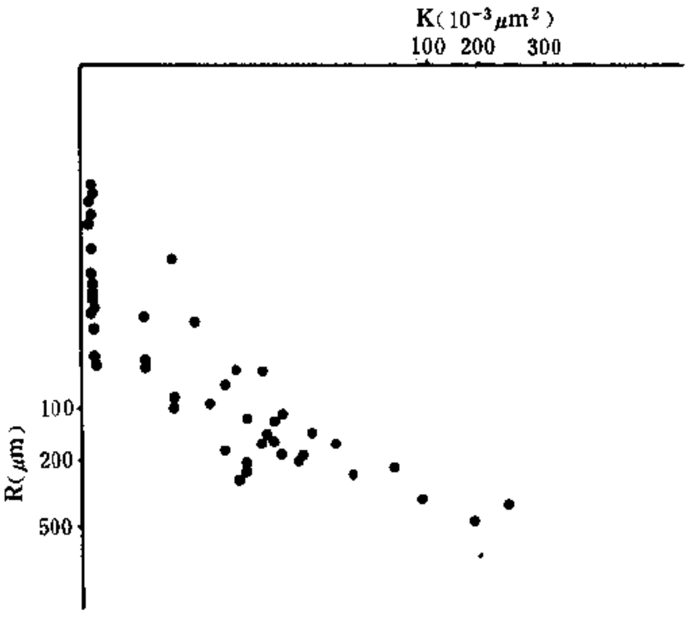


图1-7-11 变质岩微裂缝孔喉半径与渗透率关系图（据侯振文）

②具有高束缚水性质：用片麻岩和混合岩样品进行润湿性测定，测试结果其润湿性系数接近1，表明具有强亲水性。因此，当裂缝开度足够小时，裂缝内基本上由束缚水所饱和，属无效裂缝。该区变质岩裂缝中的无效裂缝开度上限为0.1微米，凡小于0.1微米者均为无效裂缝。

③微裂缝对储集性能的影响：由于微裂缝存在上述两种性质，对于太古界变质岩潜山储集层的储集性能产生一定影响。

a.当储集层同时存在宏观裂缝和微裂缝时，储集层的储集性能具有双重渗透的性质，宏观裂缝表现为高渗透性，微裂缝表现为低渗透性。例如西部凹陷齐家潜山和大民屯凹陷东胜堡潜山储集层都具有这种特点。认识这种特点对油藏开发和油藏模拟的数学模型选择很有意义。

b.当储集层以微裂缝（指有效微裂缝）为主要储集空间时，储集层的储集性能具有低渗

透性的特点，反之，以宏观裂缝为主要储集空间的储集层，其储集性能具有高渗透性的特点，例如西部凹陷齐家潜山南山头，兴隆台潜山以及大民屯凹陷静安堡潜山等为此类储集层。

c.以裂缝（包括宏观裂缝和微裂缝）为主要储集空间的变质岩储集层，在形成油藏时具有高含水饱和度的特点。这与传统观点认为裂缝型油藏具高含油饱和度的认识不同，至少下辽河坳陷是如此。下辽河坳陷变质岩储集层高含水性是由微裂缝高束缚水饱和度决定的，在估算此类储集层的油气储量时必须考虑这一因素。

（3）影响有效裂缝的因素及纵向分布规律　有效裂缝是指变质岩岩石裂缝在埋藏条件下，除束缚水占据的空间外，仍有可供流体储存并能自由流动的剩余空间。显然，影响裂缝的有效性是裂缝的开度。在下辽河坳陷，有效裂缝开度的下限确定为0.1微米（与无效裂缝开度上限一致）。大于0.1微米的裂缝（包括宏观裂缝和微裂缝）为有效裂缝，反之为无效裂缝。影响裂缝开度的因素除成因上的因素外，还受填充物、填充程度及埋藏深度的影响。

1）埋藏深度对裂缝有效性的影响：埋藏的岩石时刻承受周围及上覆岩体的静压力，埋藏深度越大承受的压力也就越大，其效应是深埋藏的岩石塑性增大。试验结果表明，当围压增大至23.8兆帕时，某些花岗岩表现为塑性。很显然，在一定深度下结晶，岩石会变成具有塑性乃至呈现粘性流动及蠕变的性质。当然这种变化也与温度和岩石的含水性有关，高温、高含水的岩石在重压下更易变形。事实上埋藏很深的岩石不仅承受高压，同时也承受高温的条件。埋藏的岩石具塑性变形的特征会导致岩石裂缝开度随深度增加而变小甚至闭合，也就是说裂缝的有效性随埋藏深度的增加而向无效方向转化，乃至最终失去有效性。在下辽河坳陷，变质岩储集层埋深大于3100米时，塑性变形明显，对裂缝产生不利的影响。

2）古风化作用对裂缝有效性的影响：古风化作用是指地质历史时期各种外来地质营力曾经对古地貌山施加的一系列物理、化学作用。其中在淋滤溶蚀作用下，岩石裂缝开度加大，增加裂缝的有效性。这种作用仅发生在重力渗流带和水平溶蚀带，因此影响深度有限，并受当时地貌山相对高差及潜水面深度的控制。

3）有效裂缝在纵向上的分布特征：变质岩储集层在上述因素的控制下，裂缝在纵向上的分布可分三带。

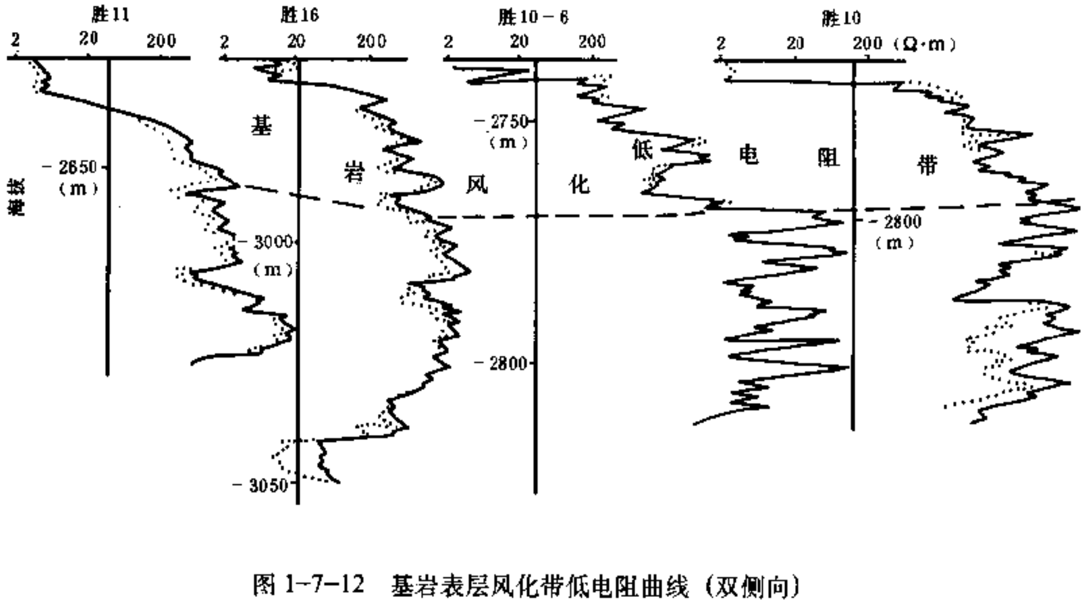


图1-7-12　基岩表层风化带低电阻曲线（双侧向）

①表层风化带：是微裂缝发育带，物性特征为高孔隙、低渗透，孔隙度高达10%左右，电性特征表现为低电阻特征（图1-7-12）。该带经长期暴露地表遭受风化而裂缝发育，但由于直接与下第三系接触，裂缝极易被上覆第三系泥质及其它填隙物充填成为无效裂缝，从而形成了低电阻带。对出油无贡献的表层风化带在下辽河坳陷基底普遍存在，但厚度不等，根据低电阻特征可以确定，基岩古潜山表层风化带一般为10～50米不等。

②有效裂缝带：有效裂缝带也是由风化作用形成的裂缝带，但位于表层风化带之下，是古地貌山的主体部位。一般包括重力渗流带及水平溶蚀带两部分，电性特征表现为高阻，电阻率一般为数千甚至上万欧姆米；具有高地温梯度，地温梯度一般都大于3℃，多为4～6℃，有的可达7℃以上。该带由于受上覆的表层风化带的覆盖，裂缝未被充填。在埋藏深度适中的条件下，有效裂缝保存较好，是变质岩储集层中储集性能最优越的部分。

③深层无效裂缝带：该带位于有效裂缝带之下，是重力渗流作用达不到的部位，又是水平溶蚀带以下的滞流带。岩石裂缝易被水溶液中沉淀的矿物质所填充，同时由于静岩压力大，岩石长期处于蠕变状态，大大减小了裂缝的有效性。

综上所述，下辽河坳陷变质岩储集层的储集性能同时受古风化作用和埋藏深度双重控制，对于中等埋深的潜山来说，储集层性能最佳带应为基岩表层以下至埋深3100米区间。3100米以下的岩石，除基岩断裂破碎带外，基本不具备储油条件（天然气例外）。

三、变质岩储集层的物性特征

变质岩储集层与碎屑岩储集层不仅储集空间类型完全不同，同时还在储集层物性方面具有明显差异。因此在研究和评价变质岩储集层物性特征时，不能完全套用碎屑岩的研究方法。应该指出，由于变质岩储集层储集空间的特殊性，对于这类储集层物性参数的确定，至今还有若干问题未能完全解决。

1.孔隙度特征

下辽河坳陷三个凹陷内的不同岩石类型的变质岩储集层，在孔隙度上并无明显差别，无论是实测资料还是测井解释资料，其孔隙度大都在4%以下。与碎屑岩储集层相比，变质岩储集层显然是一种超低孔隙储集层。

（1）孔隙空间的组成　变质岩储集层的总孔隙度只能作为油气储量估算的重要参数，但不能做为评价其储集性能的依据，这是由该类储集层孔隙组成特征所决定的。在全部孔隙空间中包括了相当比例的无效裂缝。

以裂缝为基本储集空间的变质岩总孔隙度可以分解为三部分：宏观裂缝孔隙度；有效微裂缝孔隙度；无效微裂缝孔隙度。用公式可以表示为：

$$\phi_T=\phi_f+\phi_1+\phi_2$$

式中　ϕ_T——总孔隙度；

ϕ_f——宏观裂缝孔隙度；

ϕ_1——有效微裂缝孔隙度；

ϕ_2——无效微裂缝孔隙度。

在评价储集层时，ϕ_2是无意义的。

（2）宏观裂缝孔隙度　宏观裂缝孔隙度在不同潜山或不同岩石类型的储集层差别甚大，

主要取决于构造裂缝的发育程度及裂缝开度。目前下辽河坳陷变质岩潜山油藏中，宏观裂缝孔隙度最大的大民屯凹陷东胜堡潜山，平均为 1.67%（油藏条件）；西部凹陷齐家潜山油藏东坡的宏观裂缝孔隙度也较大，平均为 1.11%；宏观裂缝孔隙度最小的潜山油藏是兴隆台和静安堡，仅为 0.23%。

根据宏观裂缝孔隙度的大小可以分为两类储集层，孔隙度大于 0.5%者为好储集层；小于 0.5%者为差储集层。但是，宏观裂缝的分布有很大的随机性，准确地获得此项参数是不容易的。

(3) 微裂缝的孔隙度　开度小于 10 微米的裂缝体积占岩石总体积的百分数为微裂缝孔隙度。普遍存在的微裂缝在不同岩石类型中发育程度不同，尤以开度为 0.1～10 微米的有效微裂缝差别更大，对变质岩储集层物性有一定的控制作用。Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类储集层中，以Ⅱ类的片麻岩和混合岩最为发育。例如属于Ⅱ类储集层的静安堡潜山，总孔隙度(ϕ_T) 3.86%，其中宏观裂缝孔隙度(ϕ_f) 仅为 0.23%，有效微裂缝孔隙度(ϕ_1) 为 1.89%，无效微裂缝孔隙度(ϕ_2) 1.14%，有效微裂缝孔隙度占总孔隙度的 49%。Ⅱ类储集层在坳陷内分布最广，因此有效微裂缝在变质岩储集层中占有重要地位，但是此类储集层的渗透性较Ⅰ类储集层差，属低渗透层。

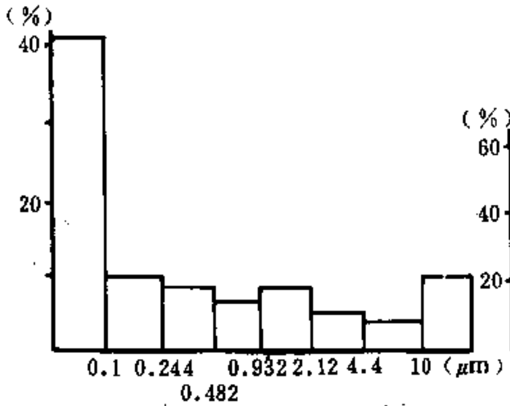
表 1-7-13　大民屯凹陷变质岩储集层物性表

井号(脉冲试井) ＼ 物性	总孔隙度 (%)	有效渗透率 ($\times 10^{-3}\mu m^2$)
胜 11～胜 3 井区	0.99	71.3
	0.104	44.3
	0.94	72.2
胜 10～新沈 74	1.11	2.5
胜 3～新沈 74	1.40	157.2
	1.01	119.5
胜 3～胜 16	4.71	397.1
	3.81	304.2
	4.62	16.0
胜 10～胜 16	0.79	41.5
	0.53	28.9
胜 10～胜 13	0.95	86.9
	0.82	54.6

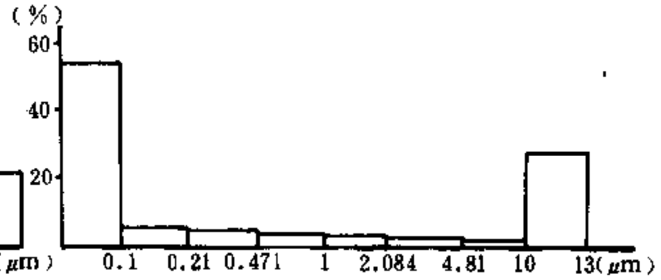
2.渗透率特征

变质岩储集层的渗透性主要受裂缝开度控制，与裂缝的总孔隙度并无直接关系。这个特

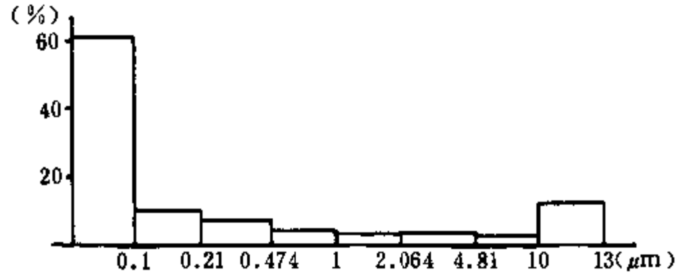
征与碎屑岩储集层的孔隙度与渗透率之间具有一定的正相关性（指总趋势，个别情况例外）是不同的。在变质岩中，总孔隙度的或高或低，渗透率并不相应变好或变差，根据脉冲试井求得的地下总孔隙度和有效渗透率资料（如表 1-7-13），变质岩裂缝型储集层中孔隙度和渗透率之间不存在线性关系。这种现象显然是由于裂缝开度分布的极大随机性所决定的，与总孔隙中有效裂缝所占比例有关，如图 1-7-13 所示，孔隙度大致相同的前提下，开度小于



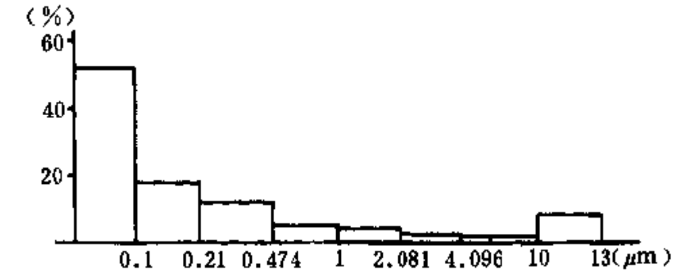
A. 安 1 潜山裂缝开度分布图



B. 齐家古潜山中山头裂缝开度分布图



C. 齐家古潜山南山头裂缝开度分布图



D. 兴隆古潜山裂缝开度分布图

图 1-7-13　不同潜山裂缝开度分布图

0.1 微米的裂缝所占比例越小，渗透性就越好。可以认为裂缝开度的大小是决定变质岩储集层渗透性的主要因素，如公式：

$$K_f = 33.8 \times \phi \times B^2 \cdot 10^{-3} \mu m^2$$

式中： K——渗透率；

ϕ——有效裂缝孔隙度；

B——有效裂缝开度（=2×喉道半径）。

从公式可以看出裂缝开度（B）的变化对渗透率（k）的影响是明显和敏感的。

根据测井解释获得的孔隙度参数和压汞分析资料取得的喉道半径值是可以计算出裂缝渗透率的，但是只能代表微裂缝的渗透率。例如在宏观裂缝不发育的静安堡潜山，微裂缝平均渗透率为 4.6×10^{-3} 二次方微米，与常规测试方法所得结果基本一致。包括宏观裂缝在内的总渗透率，计算的结果往往不具代表性，这是由于宏观裂缝的分布特点（极大的随机性）所决定的；用取样分析的方法往往很难获得宏观裂缝的渗透率参数，这是因为所取样品不存在宏观裂缝（并不代表该地区不存在宏观裂缝）或者存在宏观裂缝但在取样分析过程中沿裂缝面裂开而无法分析。因此，裂缝型储集层物性参数的取得较碎屑岩困难得多。

第八章　油　田　水

下辽河坳陷的油田水分布比较广泛，而且与油气藏的形成、演化关系密切。本章仅对油田水性质、变化特征、成因分析以及控制因素进行简短的记述。

第一节　油田水性质及其变化特征

一、油田水性质

下辽河坳陷的油田水在化学组成上为 HCO_3 组 Na 亚组的低矿化度油田水，按苏林分类属 $NaHCO_3$ 型水，这类水的 pH 值大于 7，为碱性水，分布在第三系的各组地层之中，而且同含油气层几乎都是互相伴生的（图 1-8-1、表 1-8-1）。

表 1-8-1　下辽河坳陷油田水性质统计表

项目	矿化度（mg／l）		微量元素（mg／l）					pH	水型
	最小值—最大值	一般值	I	Br	B	NH_4	C_6H_6O		
区间值	601～11170	4194	0～10.75	0～50	2.1～32.90	6.50～21.50	0～0.58	>7	$NaHCO_3$
井　号	海 27～高 2-5-3	兴 53	欢 19—高 2-2-6	兴 10—高 2-2-6	马 2—兴 19	马 2—马 14	高 2-3-5—高 3-2-6		

从表中可以看出，油田水矿化度的变化范围在 601～11170 毫克／升之间，一般在 4194 毫克／升左右，而且含有油田水中特殊的微量元素：I、Br、B、NH_4、C_6H_6O。一般来说，微量元素与油气没有直接关系，但可作为间接指标，表明油田水具有一定的封闭性质，对油气藏的保存是处于有利的地质环境。

二、变化特征

矿化度是油田水性质的集中表现，它能反映地下水的运动特点，在岩石中溶滤、蒸发、和浓缩程度及构造的开启程度，因此矿化度对于研究油田水性质是一项十分重要的指标。

1. 油田水性质的纵向变化特征

下辽河坳陷油田水的矿化度在纵向上的变化有一个显著的特点，自下而上矿化度逐渐减低，即层位老、埋藏深矿化度则高、层位新埋藏浅矿化度则低，但层位虽老，埋藏浅时矿化度也低，矿化度还同地下水补给区远近有关（图 1-8-2、表 1-8-2）。这一规律说明，深部的油田水交替作用较弱，封闭条件好，对油气藏的保存十分有利，因此原油性质好，一般为原生型和次生型的正常油；在浅部的油田水交替作用比较活跃，而且与表层水关系密切，封闭条件差，对油气藏的保存不利，所以在浅部的原油性质差，一般为次生型的稠油。

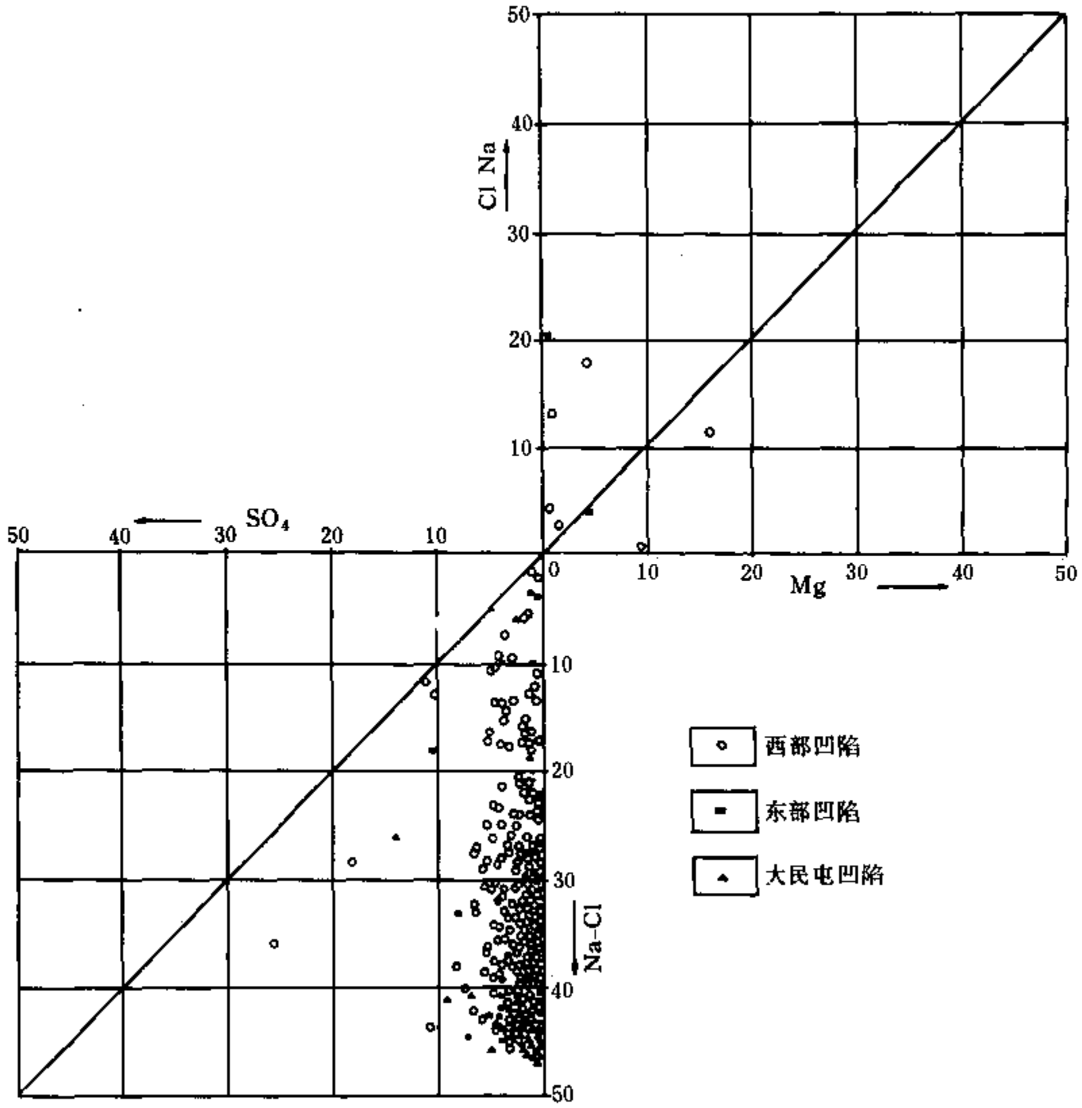


图 1-8-1 下辽河坳陷油田水成因分类图

表 1-8-2 油田水矿化度与深度关系统计表

井号	层位	埋藏深度 (m)	矿化度 (mg/l)	井号	层位	埋藏深度 (m)	矿化度 (mg/l)
欢 35	E_3s_2	1441.4～1475.2	2425.4	海 27	Ng	1246～1310	601～841
	E_3s_2	1487.6～1492.6	2467.2	海 31	E_3d	1787～1871	2627～2853
	$E_3s_3^F$	2474.0～2481.8	4977.3	海 26	E_3d	2540～2600	6900
	E_2s_4	2538.4～2565.0	4339.5	海 22	E_2s_3	3249～3253	7244
黄 7	E_3d	2222.6	2500	沈 24	E_2s_3	2169.0～2178.6	2559.88

续表

井号	层位	埋藏深度 (m)	矿化度 (mg/l)	井号	层位	埋藏深度 (m)	矿化度 (mg/l)
	$E_3s_1^{中}$	2500	2419		E_2s_3	2169.0～2200.0	3962.20
	$E_3s_1^{中}$	2714	4160		E_3s_3	2187.8～2200.0	2684.6
	$E_3s_1^{中}$	2717.4	5726		E_3s_3	2169.0～2539.4	3611.98
	$E_3s_1^{下}$	3007.0	7136		E_3s_3	2503.0～2539.4	4301.11
	E_2s_3	3097.0	8292				

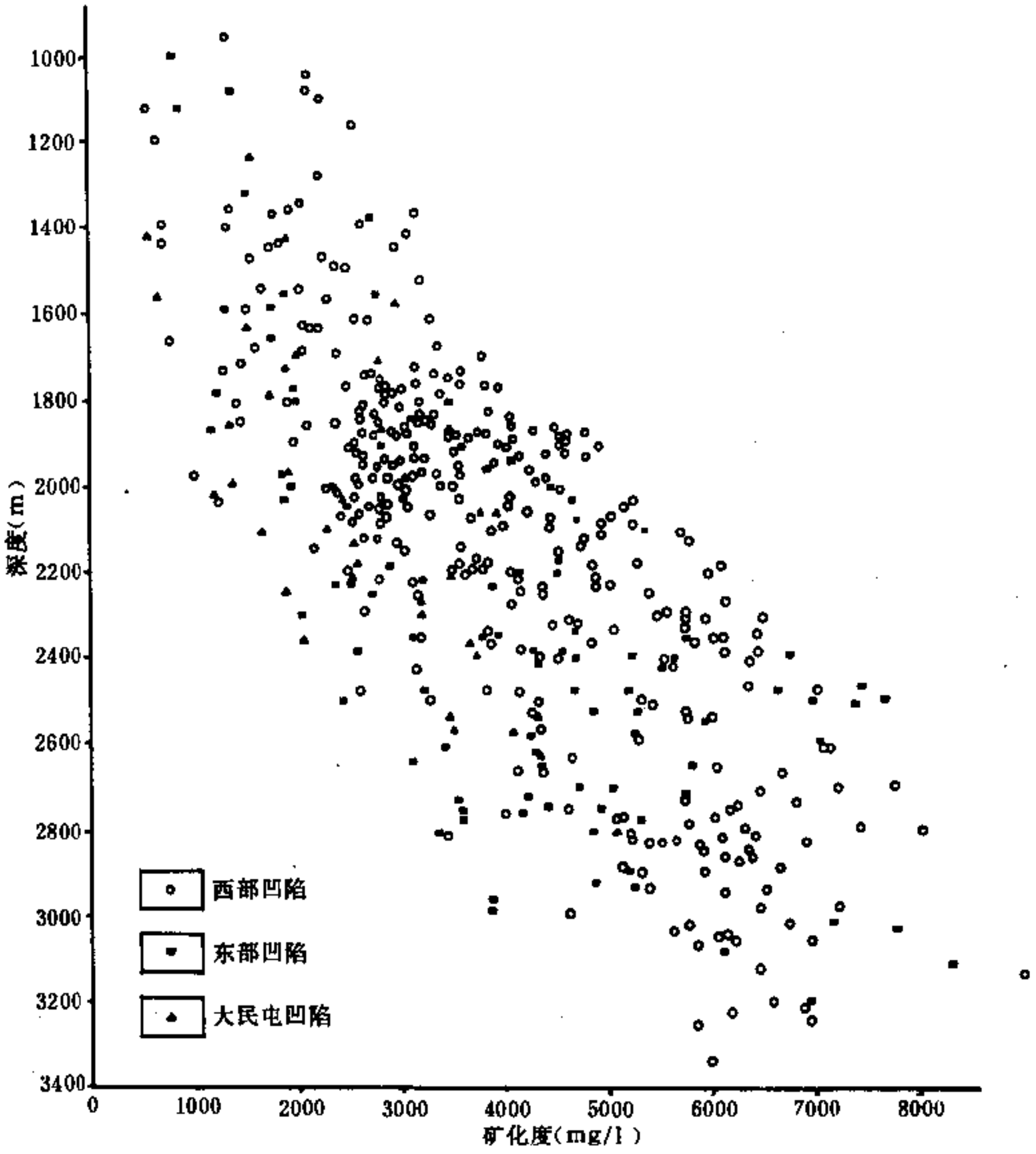


图 1-8-2　下辽河坳陷油田水矿化度与埋藏深度关系图

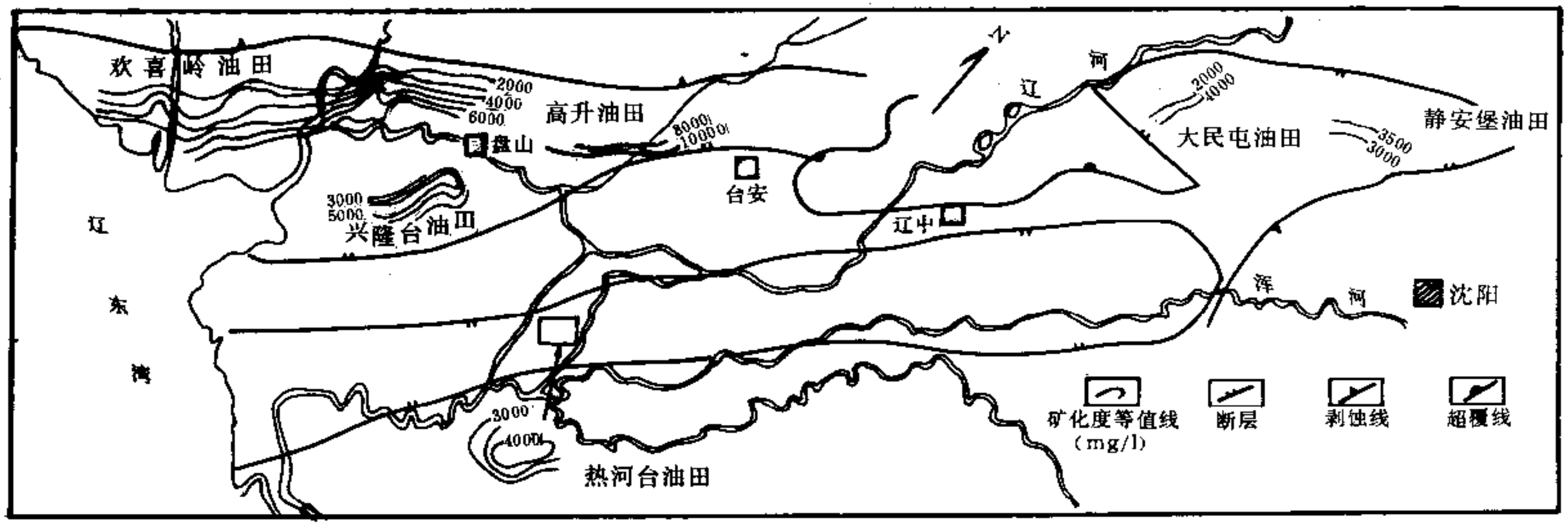


图 1-8-3　下辽河坳陷下第三系沙河街组三段油田水矿化度分布图

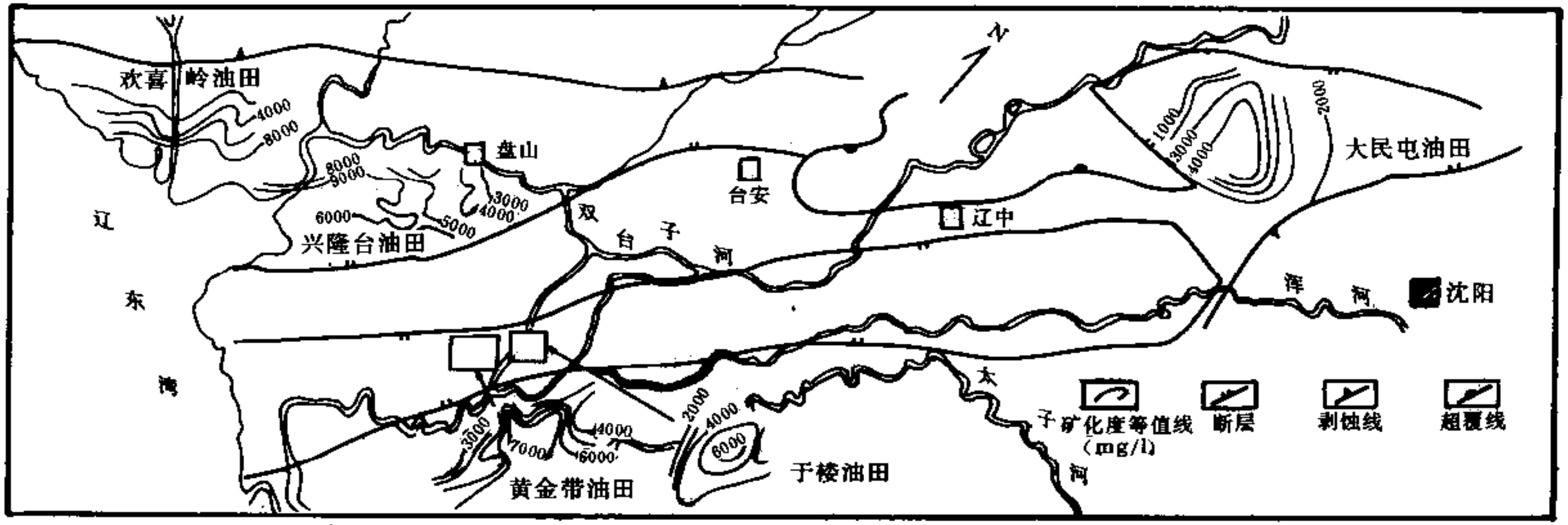


图 1-8-4　下辽河坳陷下第三系沙一段油田水矿化度分布图

从表及图中可以明显看出，油田水的矿化度不但受层位的影响，而且深度是控制油田水性质的主要因素。如沈 24 井沙河街组三段的油田水，因埋藏深度不同，由浅至深矿化度有很大的差异。又如在中央凸起南部倾没带南端的海 27—海 26—海 22 井，层位由新至老，深度由浅至深，油田水的矿化度明显由低变高，这是下辽河坳陷的一种普遍规律，显然对于研究油气藏的形成条件，有着重要的意义。

2. 油田水性质的横向变化特征

下辽河坳陷自第三纪早期以来，由于断裂活动的不均衡性，在中生界及复杂的基底背景上，形成了彼此分割的 4 个凹陷，致使各个凹陷中不同层系的油田水性质有所差异。现由老至新分层叙述。

(1) 下第三系沙河街组三段下部　下第三系沙河街组三段下部的油田水，主要分布于西部凹陷的西部斜坡带及大民屯凹陷的前当铺—腰岗子、大荒地一带。西部斜坡带油田水矿化度的变化是自东向西，由北向南逐渐减低，北部高升地区矿化度较高，由 10000 毫克每升～7000 毫克每升，向南矿化度变低，降至 2000 毫克每升。在大民屯凹陷前当铺—腰岗子一带的矿化度比西部凹陷低，而且明显受构造控制，矿化度自构造的轴部向翼部减低，由 4000 毫克每升降至 2500 毫克每升或更低。

(2) 下第三系沙河街组三段上部　在西部凹陷兴隆台油田及东部凹陷热河台油田最有代表性，主要特征是油田水的矿化度受构造控制比较明显。例如，兴隆台油田的油田水矿化度自构造轴部向翼部减低，并沿构造轴线方向即自南向北由 6000 毫克每升降至 2000 毫克每升。热河台油田由构造高点向外围逐渐降低，由 4000 毫克每升减至 2000 毫克每升（图 1–8–3）。

(3) 下第三系沙河街组一、二段　西部凹陷的欢喜岭、双台子、兴隆台油田及东部凹陷的黄金带、于楼油田还有大民屯凹陷均有油田水分布。欢喜岭油田的油田水矿化度由东向西逐渐减低，从 8000 毫克每升降至 2000 毫克每升，到欢 15 井已降至 1519 毫克每升，明显的反映了斜坡带的变化特征。由北而南矿化度也逐渐减低，从 7000 毫克每升减少至 2000 毫克每升，到锦 3–32–3 井降至 1319 毫克每升。双台子油田的矿化度有从东向西降低的变化趋势。兴隆台油田的油田水由南而北矿化度逐渐降低，由 6000 毫克每升减至 3000 毫克每升，构造高部位的封闭条件较好，所以油田水矿化度较高，说明构造因素对油田水矿化度的变化有控制作用。东部凹陷黄金带、于楼油田的油田水矿化度变化，严格受构造控制。例如，黄金带构造轴部油田水矿化度在 7000 毫克每升以上，向翼部逐渐降低至 3000 毫克每升以下；于楼油田在构造轴部矿化度在 6000 毫克每升以上，而至翼部则降至 2000 毫克每升以下。大民屯凹陷油田水的矿化度比较低，从凹陷边缘向中心方向逐渐增高，由 1000 毫克每升增至 3500 毫克每升以上（图 1–8–4）。

第二节　成因及控制因素分析

一、油田水的成因

下辽河坳陷是一个三面环山，一面靠海的汇水盆地，地表水和地下水都有充足的补给来源。地表水系比较发育，最后均从东西两侧注入辽东湾。由于下辽河坳陷的西部凹陷、东部凹陷及大民屯凹陷之间有较强的分割性，每个凹陷中的油田水分布都具有各自的独立体系。西部凹陷和东部凹陷的油田水矿化度均比大民屯凹陷高，但就油田水的成因是具有一致性

的，均为 $NaHCO_3$ 型水。这种水型的成因曾有各种不同的观点。根据过去的研究成果，曾提出有二种成因:

1. 强烈的脱硫作用

下第三系的油田水很可能是由于强烈的脱硫作用，同时出现有限浓缩过程的双重作用结果。水中的硫酸盐在细菌参与下为碳氢物质还原而形成重碳酸钠型水，这在三个凹陷内是较为普遍的现象:

$$C_nH_m+Na_2SO_4 \longrightarrow NaHCO_3+H_2S+ (CO_2+H_2O)$$

有限浓缩作用的标志有二：一是从整体看水的矿化度不高，另一个是本区油田水几乎均属 $NaHCO_3$ 型水，而高度浓缩的氯化物型水并未发现。

2. 苏林的成因分析

重碳酸钠型水的成因，反映了水化学成分形成的地质环境。苏联学者苏林根据水中的几组离子 Na^+、Cl^-、Mg^{2+}、SO_4^{2-} 的当量百分数来判断水的成因类型，当 Na^+/Cl^-大于 1 即 Na^+大于 Cl^-、$Na^+—Cl^-/SO_4^{2-}$ 大于 1 为 $NaHCO_3$ 型水。岩石在被水溶滤过程中，Ca^{2+}、Mg^{2+}的氯化物和硫酸盐被除去，与氯根、硫酸根化合后，多余的 Na^+离子与重碳酸根化合后形成 $NaHCO_3$ 型水。这种水型阳离子以 Na^+、K^+为主，阴离子则以 HCO_3^- 占优势，矿化度较低，与封闭性较强的盆地有着明显的区别。形成这种状况可能有以下三种原因，但以前两种为主。

①下辽河坳陷下第三系油田水矿化度是比较低的，一般在 4000 毫克每升左右，尤其是在油气聚集带的外围，或靠近剥蚀区边缘及埋藏深度比较浅的地区，油田水矿化度的减低最为明显。例如，西部凹陷西斜坡的油田水，自东向西矿化度降低，从 7000 毫克每升降至 2000 毫克每升，靠近剥蚀区边缘的油田水矿化度降低的幅度更大。这与东营组沉积末期西部斜坡抬升，东营组、沙河街组地层遭到剥蚀，地表低矿化度的水不断的沿着剥蚀面侵入，使油田水矿化度降低，阴离子中 HCO_3^- 为主要成分，这是低矿化度水的重要特征。

②在坳陷西缘有中、上元古界白云质石灰岩分布，石灰岩受含有 CO_2 的地表水溶滤后带人坳陷内，使水中 HCO_3^- 离子增多，其反应式为:

$$CaCO_3+H_2O+CO_2 \longrightarrow Ca(HCO_3)_2 \text{（溶于水）}$$

③沙河街组长石砂岩中的长石被风化后变成高岭土，生成 $NaHCO_3$。$NaHCO_3$ 型水在浅部交替作用较强，矿化度低，对油气的保存不利。随着埋藏深度的加大，油田水的浓缩程度也随着增加，因而矿化度也逐渐增高，封闭性能变好，不容易受到生物降解作用的影响，对油气的保存比较有利。

二、控制因素分析

下辽河坳陷内下第三系油田水的性质虽然在不同地区有显著的差异，但它又有一定的规律。该区地质结构比较复杂，油气生成以后便处于不断的演化之中，以取得各种影响因素的能量平衡。油田水往往同油气伴生在一起，在空间上形成气、油、水的分布现状，但也出现油、气、水层互相交错的现象。因此现在油、气、水的性质是与地质和地球化学转化过程密切相关的。

1. 埋藏深度是控制油田水性质的主要因素

影响该区各层系油、气、水的性质除层位因素外，最主要是受埋藏深度的控制。深部的原油密度低、性质好，为原生型和次生型的正常油；天然气密度高、重烃含量高，以油层气为多；油田水封闭条件好，矿化度高。浅部或边缘地带原油的密度高、性质差（上重下轻），为次生型的稠油；天然气相对密度低、甲烷含量高（上轻下重）以次生气为多；油田水封闭条件差，矿化度低（上低下高）。油气水性质随深度变化的这种规律，与生油岩的演化特征具有一致性，说明有着成因上的密切关系。

2. 生油洼陷明显控制油田水性质和分布

下辽河坳陷具有多生油洼陷的特点，而且这些生油洼陷明显的控制油气富集带的分布。如西部凹陷中的清水洼陷，北面是兴隆台油田，西部为双台子油田和欢喜岭油田，东部的陡坡带，最近发现了大洼油田和海外河油田。靠近生油洼陷的地区，由于埋藏深、成熟度高，原油性质好、天然气以重烃为主、油田水矿化度高。如果远离生油洼陷则完全不同，原油性质变差、天然气重烃含量降低、油田水矿化度低。这种距生油洼陷近处油轻气重、水矿化度高；远离生油洼陷处油重气轻，水矿化度低的变化特点，在许多生油洼陷都表现得十分明显。因此说明油田水性质明显受生油洼陷的控制。

综上所述，控制油田水性质的这些因素在下辽河坳陷具有普遍性，对于深入认识石油的形成、转化、运移、聚集、保存及其分布等问题的探索具有重要的实际意义和理论意义。

第九章 油气藏形成条件、类型及分布规律

下辽河坳陷具有多套生、储、盖组合，广泛发育多种类型的圈闭，普遍分布着大量的多种类型的油气藏，而且在空间分布上是多套含油层系、多种类型油气藏相互叠加连片，构成复式含油气区。

对坳陷内油气藏类型、性质、形成条件及其分布规律的认识，随着勘探程度的不断提高，有着一个从简单到复杂、从局部到全面的深化过程。

第一节 形成条件的认识过程

大量勘探实践证实，下辽河坳陷是一个裂谷型的含油气盆地，生油凹陷虽小，但沉降幅度大、生油岩层厚、生油母质丰富、有机质向油气转化成熟度高、储集层条件完备，生油层、储油层、盖油层配置关系好，组合类型多，又有多种类型的良好圈闭相匹配，因而下辽河坳陷具备油气富集形成油气藏、以至复式含油气区的充分条件。但是，由于裂谷发育的历史具有多旋回性和阶段性，而且断裂活动贯穿于裂谷发展演化的全过程，并伴随有多期火山喷发，构造破碎，形成油气藏的条件极其复杂。对它的认识过程也经历了由浅入深的四个大的阶段。

一、局部构造控制油气藏分布（1967～1972年）

1967～1972年，勘探工作主要集中在东部凹陷的黄金带、热河台构造，同时在其它地区的局部构造上展开钻探，共发现了3个油田，并在12个局部构造上获工业油流或油气显示（表1-9-1），其中多数为构造油气藏。

表1-9-1 下辽河坳陷局部构造带油气显示表

凹陷	获工业油气流构造	获油气流构造	见油气显示构造
东部凹陷	热河台 黄金带 欧利坨子 于楼 大平房 荣兴屯	桃园	三界泡 牛居
中央凸起	榆树台 海外河		
西部凹陷	兴隆台 冷家堡		田家镇
大民屯凹陷	腰岗子 前当堡	大民屯 古城子	

个期间认为主要是局部构造控制油气储集，探井部署也是钻探构造高点。

二、二级构造带是油气聚集的基本单元（1972～1974年）

在下辽河坳陷以及渤海湾油区的勘探实践中逐步认识到：储油构造是成带分布的。各凹陷中断裂活动剧烈，基底及盖层被切割破碎且高低起伏，加以沉积层岩性变化大，可能找到多种类型圈闭。

下辽河坳陷早第三纪的构造与沉积现象反映出断陷盆地的特征。断陷盆地油气藏形成条件与坳陷盆地相比，存在很大差异，以下为断陷盆地油藏类型及成油条件的初步认识：

1. 生油洼陷多而生油岩厚度大（表1-9-2）

表1-9-2 下辽河坳陷各洼（凹）陷生油岩分布表

项目 \ 洼(凹)陷	盘山	田庄台	台安	大湾	大民屯	沈北
面积（km^2）	1126	844	292	1010	700	280
深度（m）	5000	5000	3000	4000	4500	
暗色泥岩厚度(m)	390	350		250	600～700	

2. 具有多套成油组合

通过以兴隆台油田为主的勘探实践，认识到坳陷内下第三系可划分为三个大的沉积旋回。根据当时地层分层，第一旋回为沙河街组四段至二段（即现在的三段上部）；第二旋回为沙河街组一段（即现在的二段和一段）；第三旋回为东营组，形成了4套成油组合：沙河街组三段下部至四段为深部组合，底部为一套砂砾岩层，上覆巨厚的暗色泥质生油岩；沙河街组三段上部至二段为下部组合，在巨厚的生油层中分布着一些砂岩夹层、透镜体及火山岩储集层，是一个完整的生、储、盖组合。当时钻达下部组合的77口井中，有67口井见油气显示，并在兴8、兴106井的泥岩裂隙中见原油，是原生油的佐证，因此当时认为这一组合是最有远景的目的层；沙河街组一段为中部组合，具有发育在巨厚生油岩中分选较好的储集砂体，并具备良好的盖层条件，在已钻探的二级构造带中都找到了良好的含油气层，是当时勘探与开发的主要目的层；东营组（包括上面的上第三系馆陶组、明化镇组）为上部组合，是一套水退条件下的沉积，生油岩不发育，油源主要来自下部，盖层条件也较差，只有在具备圈闭条件及发育断层（油源通道）的地区，才能形成次生油气藏，如兴隆台油田兴20井区东营组的次生气藏和马19井区东营组的次生油藏。

3. 油气运移活跃

油气除可作短距离侧向运移外，在漫长的地质历程中，发生多期垂向运移，晚期断裂切割，造成油气重新分配现象显著。如黄金带油田，油气层从东营组至沙河街组三段，含油气井段从1271.2～3299.0米，长达2028米；兴隆台油田，油气层从东营组二段至沙河街组三段，含油气井段从1243.4～2643.6米，长达1400米。

4. 不同类型的二级构造带具有不同的成油条件

下辽河坳陷发育13条平行边界的大断裂、延伸长度几十公里、断距达500～1000米、

走向北东的二级大断裂，这些断裂控制了坳陷内地层和岩相带的分布。由于断裂活动的不均衡性，在坳陷内形成了15个二级构造带和5个洼陷带，这些二级构造带具有共同的成因、发育历史和成油条件，它们与有利的岩相带配合，控制了下辽河坳陷的油田成排成带的分布。按照其成因，可把15个二级构造带划分为以下五种类型。

(1) 古斜坡断阶构造带　发育在深凹陷与古斜坡转折带上，为2条二级断裂所夹持，往往形成一系列断裂背斜构造。如东部凹陷中央断裂构造带南北两段、兴隆台断裂背斜构造带、大民屯前进堡断裂背斜构造带等。此类型构造带是当时已知最有利的油气聚集带，在15个局部构造带，已钻探12个，全部见到油气（包括当时已投入开发的3个油田)。

(2) 斜坡断超带　在斜坡背景上，平行斜坡走向的二级大断层，上升盘地层具有下超上剥的特点，形成一系列断鼻构造，并可能与断层组成圈闭。如曙光—三义（西八千）二级断层上升盘的斜坡断超带上的8个构造，可能形成类似东营油田南斜坡型的含油带。

(3) 潜山带　在中央隆（凸）起带的南部倾没端，分布一串“岛链式”由太古界组成的潜山。如赵家街、小洼、榆树台、海外河等潜山，沙河街组上部地层超覆其上。此类构造带东西两侧为生油深洼陷，已钻探的4个披覆构造都见到油流或油层。潜山四周发育环状砂岩带是寻找超覆型油藏的远景区。

(4) 边界断阶带　是深凹陷与隆（凸）起的接触区，由一级边界大断裂与二级断裂夹持形成的狭窄断阶带。如冷东断阶带、三台子—曹台断阶带、油燕沟—沟沿断阶带。此类构造带位于生油深洼陷的陡坎一侧，形成级级向深陷带倾斜的断阶带，经钻探的几个局部构造都发现有巨厚的砂体分布。冷东断阶带由于后期的抬起，上覆地层剥蚀，高断阶的冷5井为稠油，可能为原生氧化型或次生型油气藏，低断阶油藏保存较好，如冷1、冷3块。

(5) 牵引构造带（镶边构造带）　由于断裂牵引活动，在长期发育的深大断裂下降盘，形成了一系列的牵引构造。如营口—佟二堡大断裂下降盘的牛居—青龙台、三界泡（以后证实为中生代潜山）构造带。此类构造带位于深陷区之中，是十分有利的构造带，在此带的有利岩相带可能找到高产油田。如牛居构造牛1井显示井段长达1500米，在2462.0～2548.2米获工业油气流。

5. 具有多种类型的油气藏

在各凹陷中，与二级断裂相伴随，发育大量的三、四级断裂，切割二级构造形成若干断块。在油气聚集带内高、低断块都含油。为了寻找高产断块，在断块油田内部，按成因将油藏分为断块油藏、背斜油藏以及岩性油藏。由于当时对沙河街组三段上部的岩性变化规律尚未掌握，对于岩性油藏还难以分析，因此在表中未列出（表1-9-3)。

三、构造岩相带是油气聚集的基本单元（1975～1980年）

这个阶段，随着勘探实践增多，研究工作逐步深入，开始从整体上认识石油地质规律，全面分析油气聚集的基本因素。

1. 凹陷是独立的成油单元，凹陷的生油条件决定了该凹陷的油气富集程度

早第三纪时期，下辽河坳陷内的三个凹陷长期处于互相分隔的状态，只有局部地区在短期内沟通。如大民屯凹陷与东部凹陷之间，由于中央凸起的长期存在，水体隔绝，到早第三纪晚期（东营组沉积时期)，中央凸起南部倾没端沉陷于水体之下，才使东部和西部两个凹陷局部沟通。因而，各凹陷形成独立的成油单元，其油气富集程度取决于凹陷的生油条件。由于西部凹陷是长期发育的凹陷，生油条件好，沙河街组三段和一段的生油岩分布面积广、厚度大，生油岩体积约为1500亿立方米，含有丰富的有机物质。主要生油层沙河街组三段

含有丰富的甲藻化石，且埋藏深度一般都在2000米以上，有机质的保存，转化条件好；地温梯度较高，每百米为4℃，油气成熟度高。

表1-9-3　下辽河坳陷油气藏分类表（1972～1974年）

类型		代表井	含油气层位	含油气井段长(m)	含油气层总厚度(m／层)	产能			射开厚度及层位(m／层)
						油嘴(mm)	油(t)	气(m^3)	
断块油气藏	高断块原生一次生块状叠加油藏	兴9-7	E_3d_3、$E_3s_1^{中}$、$E_3s_1^{下}$	462.6	油层37.8／10 气层41.6／12	4	44.6	3028	9.8／2 ($E_3s_1^{中}$)
	晚期高断块次生层状叠加油气藏	黄14	E_3d_3、$E_3s_1^{上}$、$E_3s_1^{中}$	401.6	油层102.8／26 气层60.8／14	10	66.7	176000	7.8／2 ($E_3s_1^{中}$)
	长期低断块原生层状油藏	黄20	E_3d_3、$E_3s_1^{上}$、$E_3s_1^{中}$	1204.5	可能油层65.4／10 油层7.8／3				
	长期低断块原生一次生层状油藏	兴7-5	E_3d_3	86.2	油层1.0／1 气层8.8／6	4	14.01	13101	1.6／2 (E_3d_3)
背斜油气藏	古背斜原生层状油气藏	热9-7	$E_2s_3^{上}$	290	油层44.2／11 气层23.8／4	6	46.6	4113	23.9／10 ($E_2s_3^{上}$)
	古背斜原生一次生油气藏	黄107	E_3d、$E_3s_1^{上}$、$E_3s_1^{中}$	116	油层4.5／1 气层92.0／23	10	29	1715	8.0／2 ($E_3s_1^{中}$)

2. 构造岩相带的形成和油气藏的形成是统一的过程

勘探实践表明，凹陷中沉积物的分布主要受断裂和基底起伏的控制。每一构造运动（断裂活动）阶段，发育一定的构造、沉积体系，在凹陷的不同构造部位，发育不同的沉积相带，形成各种类型的构造岩相带，控制了油气的分布，形成不同类型的复合油气藏。以这个时期勘探的重点地区西部凹陷为例（图1-9-1）：占西部凹陷面积一半的西斜坡，已经发现3个油田，探明地质储量约占凹陷已探明储量的四分之三，是下辽河坳陷油气最富集的地区，具备了优越的地质条件，构成了斜坡型油气聚集带。

(1) 西部斜坡的基本形态是一个单斜状的缓坡　西部凹陷作为一个单断箕状凹陷，东侧以大断层与中央凸起相接，东坡陡峻，最大坡度可达70°～80°；西侧为一缓坡，坡度从沙河街组三段沉积时的2°，发展到今构造增加了好几倍。现今西斜坡范围的平均宽度在10公里左右，是油气运移的主要方向，为油气聚集提供了比较广阔的场所。西斜坡在单斜的基底背景上发育了3个鼻状古隆起和单面山，有利于油气聚集。而且西斜坡下第三系的沉积，早期为超覆，晚期以退覆为主，提供了良好的生、储、盖组合条件。

(2) 深陷区　位于主要的同沉积断层下降盘一侧，生油洼陷继承性发育，经常处于半深水—深水区，包括如下三种类型的构造岩相带序列：

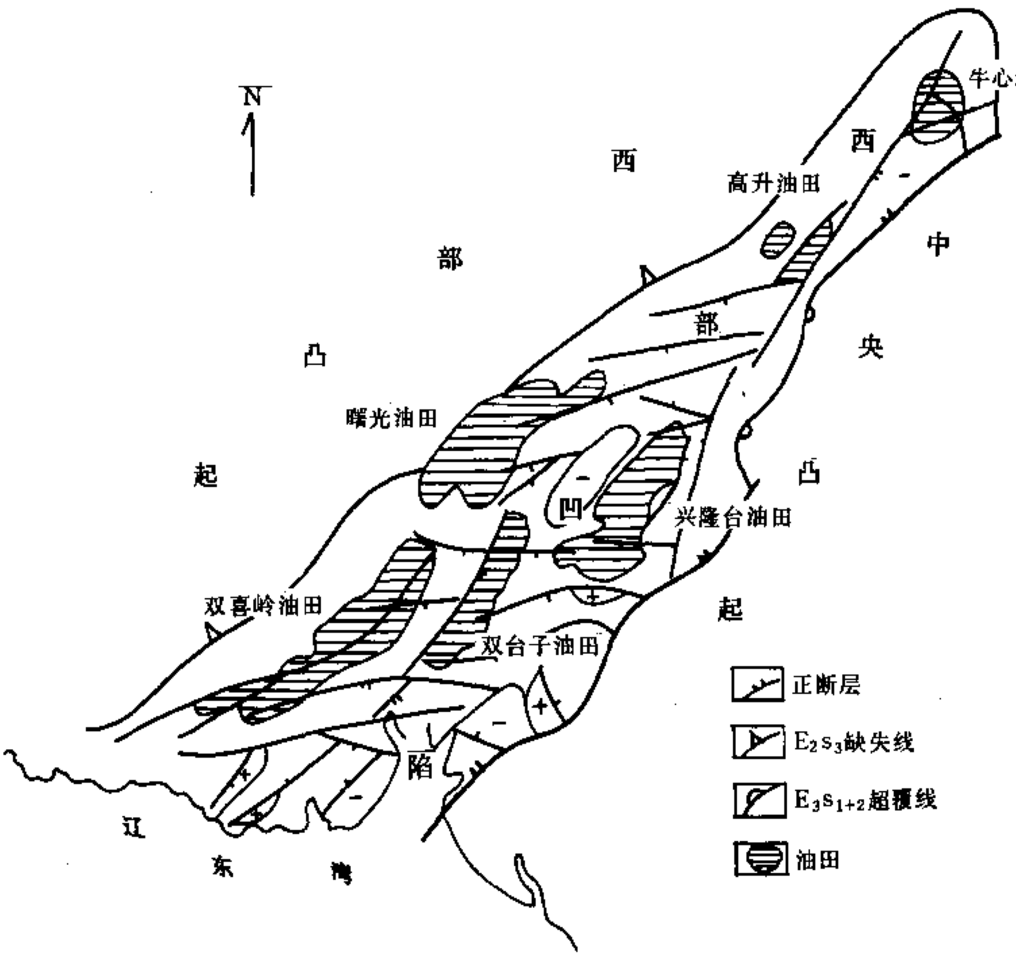


图 1—9—1　西部凹陷油气田分布图

①长期隆起—深水浊流、扇三角洲序列，如“兴隆台型”复合油气藏。

②早期隆起，后期滚动—浊积扇、指状沙坝序列，如“双台子型”复合油气藏。

③深湖—半深湖生油区内三角洲前缘砂体，有潜山油藏、岩性尖灭油藏。

(3) 东部陡坡带　因勘探程度低，当时认为是下第三系倾角较陡的复杂断阶带，并在冷东地区发现逆断层。其油气聚集规律不甚清楚，分析应有陡坡断槽—垮塌浊积岩序列，并形成复合型油气藏。

四、复式油气聚集带（区）的确立（1981～1988 年）

自 80 年代开始，在深化勘探的基础上，由于应用了石油地质新理论，地震、测井、地球化学新技术、新方法，尤其是深人研究了河道砂、（扇）三角洲前缘亚相、湖底扇（浊积岩）等沉积特征，以及岩性、沉积构造、地层等隐蔽油气藏的形成机理和展布规律，结合构造、断层等发育历史的研究，确立了对复式油气聚集带（区）的认识。

第二节 形 成 条 件

一、基底岩性结构对油气藏的控制

下辽河坳陷前中生代基底处于辽东台隆和燕山台褶带两大基岩块体的交汇带，正是在这样一个地壳构造薄弱带，中、新生代演化成大陆裂谷型盆地。基底的结构以及岩性控制了凹陷形态、生油洼陷、盖层构造以及潜山油藏的形成及分布。

1. 前第三系基底岩性和结构控制了潜山油气藏的形成

坳陷内被揭露的太古界岩性有片麻岩、变粒岩、角闪岩、混合岩、花岗岩等，其中以片麻岩类分布最广泛，其次为混合岩类。下元古界尚未发现。中、上元古界及下古生界在坳陷内只有局部分布，为巨厚的海相碳酸盐岩及陆源碎屑岩。这些岩层经历了长期的风化、剥蚀和淋滤作用，又在多期的断裂作用下产生广泛分布的裂缝和溶孔，成为潜山油气藏的重要储集层。另外，中生代断陷沉降中心置于新生代断陷外侧，再加之新生代沉积时基底起伏剧烈，不仅形成众多的潜山，而且形成下第三系的广泛超覆，造成基岩直接与下第三系生油岩大面积接触，潜山成油条件十分优越。中、新生代的断裂活动进一步改善了基岩储集性能，扩大了生油层、储集层接触面积。如大民屯凹陷东胜堡潜山西侧大断裂断距最大可达1400米，风化壳下面构造裂隙十分发育，而且扩大了潜山圈闭与沙河街组三、四段生油岩接触面积，形成高产油气藏。

2. 前第三系基底结构控制了凹陷的构造格局

中生代前，下辽河坳陷及周围地区北东方向及东西方向的构造断裂活动交替发生，至中、新生代、在北东方向古构造线基础上，发展了以北北东向为主的断裂活动，产生了中、新生代凹陷。在与东西向古构造线交汇处，则形成凹陷的深陷区，即生油洼陷。下辽河坳陷中的生油洼陷自北向南均呈东西向排列。例如，长滩洼陷与牛心坨洼陷、于家房洼陷与陈家洼陷、驾掌寺洼陷与清水洼陷均呈东西对应分布。

晚古生代以前的地层在坳陷内呈现以东西向的凹隆相间排列的构造格局，坳陷西侧北段，中、上元古代浅海相沉积体以半向斜构造呈东西向延伸至西部凹陷北部和大民屯凹陷北部；另外，西部凸起上北、中、南三个古隆起自西向东向西部凹陷西侧缓坡带延伸、倾没，新生代发育成宽缓的断裂鼻状构造带，在这样一些北东、东西向构造线交汇的复杂应力带，正是各类油气藏发育的复式油气聚集带。

二、新生代构造、沉积演化特征对油气藏形成的控制

渐新世是新生代裂谷的主要发育期。裂陷期的大规模水进，沉积了沙河街组四段湖相扇三角洲体系；深陷阶段的沙河街组三段沉积早期，半深湖—深湖相湖底扇（浊积岩）发育；沙河街组三段沉积晚期，裂谷逐渐萎缩。沙河街组一、二段及东营组沉时期发育扇三角洲、泛滥平原相。下第三系碎屑岩储集层十分发育，在垂向剖面上，形成的主要生油层位于中部（沙河街组三、四段），是上（沙河街组一、二段及东营组）、下（基岩）逢源的生、储、盖组合。

张裂初期，继承了中生代末期的断裂活动特征，以西降断裂为主的断裂活动，切割基岩，形成数排北东向展布的基岩圈闭；张裂晚期，断裂活动加剧，断陷湖盆明显扩张，发育冲积扇—扇三角洲至湖相沉积体系，在潜山翼部及斜坡边部，断块—地层超覆、砂岩尖灭圈闭十分发育，构成断陷内第一套成油组合。北东、北北东向的西降断裂既控制了张裂期圈闭

和生油洼陷的分布，又是沟通"新生古储"的桥梁。由于控制凹陷的断裂在断陷内不均衡活动，造成三个凹陷在张裂晚期的构造、沉积作用有较大差异，因而油气藏序列也不尽相同。东部凹陷在这个时期的断裂活动处于相对稳定状态，沉积作用基本未曾发生，因而无沙河街组四段上部油气藏；大民屯凹陷的边界断裂活动强烈，该期的湖盆面积超过现今凹陷的范围，湖相发育，尤其是凹陷北部，呈半深湖—深湖相，是大民屯凹陷潜山油藏最为发育的重要地质条件。

裂谷深陷期（沙河街组三段沉积早—中期），由于边界主断裂剧烈活动，控制了湖盆强烈扩张，断裂活动由西降转为东降，控制了扇三角洲—浊积岩沉积体的分布，并形成断块—岩性圈闭，被生油岩体所包裹，是十分优越的成油组合。沙河街组三段沉积晚期，断块体翘倾活动剧烈，各凹陷斜坡边部强烈抬升，沙河街组一段与之呈微角度不整合接触，因而斜坡边部还发育岩性（或断块）—地层不整合遮挡圈闭。另外，在沙河街组三段沉积时期，各凹陷断裂活动特征不同，造成沉积差异性突出：西部凹陷强烈下陷，持续时间长，以浊积岩岩性圈闭为主；大民屯凹陷自北而南，湖盆逐渐退缩，沿凹陷长、短轴的河流三角洲、扇三角洲沉积体披盖于广泛分布的沙河街组四段湖相生油岩之上，构成十分优越的生、储、盖组合，以河流相砂岩上倾尖灭形成的油气藏最为发育。

在沙河街组一段沉积时期又进入稳定的湖相沉积环境，西部凹陷仍然发育由东、西两侧斜坡向湖盆中心推进的扇三角洲，在同生断裂的下降盘或背斜构造发育带，发育断块—岩性及断块—背斜油气藏；东部凹陷控制凹陷的断裂活动强烈而且旋回性明显，造成浅湖与泛滥平原相叠置频繁出现，因而，在洼陷四周及局部构造翼部，薄层砂岩上倾尖灭圈闭十分发育。东营组沉积时期，断陷开始萎缩，而萎缩前的断裂活动显示其独特的一面，从局部构造的定型以及油气运移和聚集来看，是一次十分重要的构造活动期，与北东向断裂相伴生的东西向断层阶阶南降，形成逆牵引构造和抬斜断块，与泛滥平原相河道砂组合成岩性—逆牵引（或沉积构造）圈闭或构造—岩性圈闭，另外东西向横张性断裂还是沟通深部油源或"古"油藏的重要通道。

晚第三纪馆陶组沉积时期，本区进入了稳定的坳陷期，馆陶组下部是以粗屑岩为主的泛滥平原相沉积，坳陷两侧边部由于不整合面及断裂的沟通，下第三系油气上窜，有利于形成沥青遮挡—地层不整合油藏。另外，坳陷期的断裂活动微弱，是下第三系油气藏得以较好保存的重要地质条件。

三、生、储层配置方式对油气藏形成的控制

下辽河坳陷的生油岩与储集岩体有多种组合及展布形式（表 1-9-4）。自生自储的原生型油藏中以生、储互层式最佳，排烃效率高。在西部凹陷西斜坡低断阶的杜 139 井对沙河街组三段作了排烃分析，其有效排烃厚度（排烃半径）为 30～40 米，说明互层式生、储层配置类型，最有利于油气聚集。如沙河街组四段扇三角洲前缘亚相砂体以及层状浊积岩油气灌满系数一般多为 100%。次生型油藏是油气经过二次运移，再次聚集于圈闭之中形成的，多见于各凹陷两侧斜坡带的高断阶、凹陷中的潜山以及原生型油气藏上面的地层中。生、储层之间多以断层或不整合面作为油气通道。影响油气藏规模的因素较多，既受油源丰富程度控制，又受通道及圈闭条件制约，一般较之原生型油气藏要小。

总之，生、储层配置体系直接控制了油气的富集，若在一个地区已搞清楚生、储层配置体系，就能提高勘探的效率。

四、油气运移特征及对油气藏形成的作用

油气运移在油气藏形成过程中的作用是相当重要的，油气运移的方式以及储集层的物性直接控制了油气富集程度。

1. 油气初次运移的特征

剩余异常压力是油气初次运移的主要动力，而油气初次运移与生油层本身的压实有关。为了再现下辽河坳陷泥岩压实过程，在各凹陷采集泥岩样品，用氦孔仪做了数百块泥岩孔隙度样品，建立了西部凹陷泥岩总孔隙度与有效孔隙度之间的关系曲线以及采用指数回归方程，建立了三个凹陷泥岩总孔隙度与深度的关系曲线。从这些泥岩压实曲线可以看出，西部凹陷基本属正常压实趋势，由浅层至深层，孔隙度变化幅度大，排水条件通畅；而东部凹陷则受异常地层压力影响较大；大民屯凹陷由浅至深变化幅度小，明显小于其它两个凹陷。也就是说，东部凹陷及大民屯凹陷排水条件不如西部凹陷。西部凹陷以海拔−2000 米为界，其上为正常压实带，孔隙度随深度增加而迅速减少；以下，尤其在−3000 米以下孔隙度变化很小，是紧密压实带，在−2000～−3000 米、−3500～−4000 米存在两个微弱的异常压力带；沙河街组一段最大残余过剩压力高值在凹陷东南部，沙河街组三段则分布范围较大，沙河街组四段沉积体系多为砂、泥岩互层，异常压力不明显。另外，断裂在油气运移过程中的作用也是相当重要的。从曙一区沙河街组三段浊积岩油藏的解剖图可以看出：由于曙一区沙河街组三段本身不具备生油能力，只在沙河街组四段及下倾部位曙二区沙河街组三段中部具备生油能力，因而断裂通道是油气主要运移途径，浊积岩油藏多集中于长期发育的张性断裂——杜 7 断裂带附近是其佐证。

表 1-9-4　下辽河坳陷非背斜油气藏生、储配置方式表

类型	自生型			次生型	
	包裹式	互层式	覆盖式	相接式	无接触式
配置方式	砂体被巨厚生油岩包围	砂岩与生油层交互成层	砂岩在生油层之上	通过断层不整合面接触	储集层与生油层不直接接触
油藏类型	透镜体 (E_2s_4、E_2s_3)	砂岩上倾尖灭、地层超覆 (E_2S_4、E_2S_3)	地层超覆、断块—砂岩尖灭	断块—砂岩尖灭，地层不整合潜山	斜坡边部各类油藏
实例	西部凹陷 E_2s_3 浊积岩油藏	欢喜岭油田杜家台油层	曙一区 E_3S_3 下部油藏	东胜堡、曙光潜山油藏	曙一区各油藏

2. 储集层物性在油气运移中的作用

储集层的孔隙度和渗透率直接影响着油气的运移，孔隙度愈大、渗透率愈高、对油气运移就愈有利。控制砂岩储集层物性的主要因素是沉积相带，而对于潜山储集层来说，当然是岩性和基岩裂隙发育程度，这里着重分析碎屑岩沉积相带与油气运移的关系。

沉积相带与油气运移有着密切的联系，以油气在储集层中的二次运移为例：油气二次运移的主要动力为浮力，当其浮力克服毛细管力的约束时，油气便开始运移。伯格等 1975 年

提出油气二次运移的临界油柱高度 Z_o 的计算公式:

$$Z_o = Z\delta\left(\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_\rho}\right) / g(\rho_w - \rho_o)$$

式中：δ——油对水的界面张力；

R_t——孔隙喉道半径；

R_ρ——孔隙半径；

ρ_w——地层水密度；

ρ_o——原油密度。

基于西部凹陷西斜坡欢喜岭—曙光扇三角洲体系细分层系的研究，结合公式中各类数据，建立了五个不同相带的 15 种储集层地质模型（表 1–9–5）的临界油柱高度 Z_o 随原油密度 ρ_o 变化的关系曲线（图 1–9–2）。

表 1–9–5 油气二次运移的临界油柱高度与不同岩相带关系的地质模型

岩相带	类型	岩性	孔隙结构类型			K_o (μm^2)	R_o (μm)	R_t (μm)	$\left(\frac{\rho_o}{g \cdot cm^{-3}}\right)$	$\left(\frac{\delta}{mN \cdot m^{-1}}\right)$	Z_o (m)	曲线编号
			孔隙	喉道	均匀粒度							
水下分支河道	高渗	砂岩	大孔	中喉	不均匀	3.065	52.7	9.5	0.8508	20	2.14	1
									0.9003	25	3.83	2
									0.9972	40.99	40.55	3
水下分支河道	高渗	砂岩	大孔	细喉	均 匀	1.888	60.79	8.1	0.8508	20	2.65	4
									0.9003	25	4.75	5
									0.9972	40.99	50.28	6
河 道 侧 缘		砾状砂岩	大孔	细喉	不均匀	1.918	52.70	3.6	0.8508	20	6.43	7
									0.9003	25	11.51	8
									0.9972	40.99	121.6	9
支流间	中渗	粉砂岩	中孔	细喉	均 匀	0.404	45.86	2.6	0.8508	20	9.01	10
									0.9003	25	16.14	11
									0.9972	40.99	170.5	12
支流间和前缘薄层砂	低渗	细粉砂岩	中孔	细喉	不均匀	0.018	34.30	0.5	0.8508	20	48.99	13
									0.9003	25	87.66	14
									0.9972	40.99	926.2	15

由此而得出：Z_0 随原油密度 ρ_0 的增大而增大，每个模型 Z_0 的变化分为直线和二次函数曲线两段；从第 1 到第 15 种模型的变化趋势可以说明，当喉道半径和孔隙半径减少时，油气二次运移的临界油柱高度急剧增大，油气难以运移；在第一种模型中，水下分支河道亚相为大孔、中喉，其临界油柱高度 Z_0 最小，为 2.14 米。而第 13 种模型为支流间薄层砂，Z_0 值高达 48.99 米。由此不难看出，水下分支流河道是油气二次运移的主要输导层。当然，在油气初次运移中，此类沉积相带也是最有利的。这里还要着重指出，张性断裂在油气二次运移中作用也是相重要的，断裂沟通"新"、"老"油藏的例子在下辽河坳陷中颇为常见。如曙一区和大洼—海外河地区的主要含油层系与断裂剧烈活动期一致，也是一个佐证。当然，延伸较远的河道砂体本身既是储集层，又是输导层，如西部缓坡带的沙河街组四段杜家台油层（图 1–9–3）。

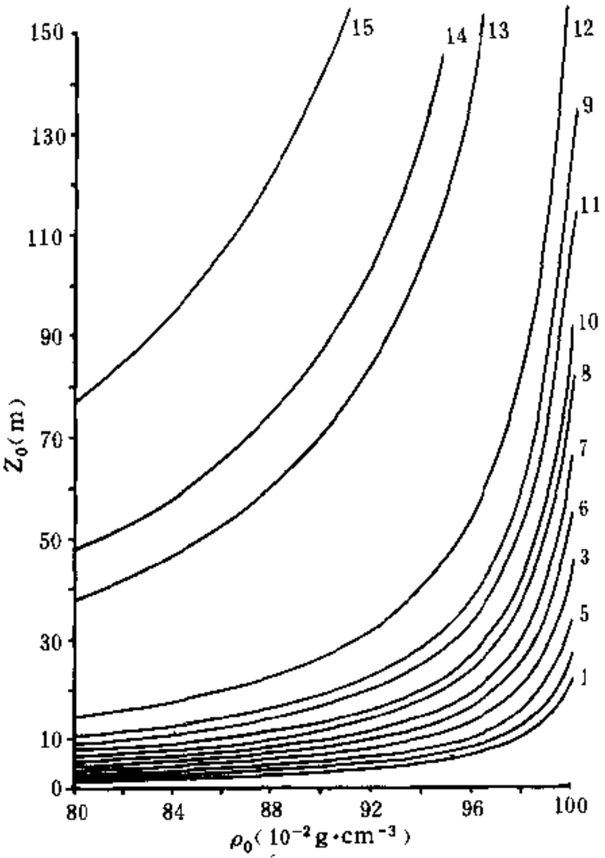


图 1–9–2　各地质模型的临界油柱高度 Z_0 随 ρ_0 变化关系曲线

另外，不整合面也是沟通"新"、"老"油藏的桥梁，这在不整合油藏中经常见到。如曙一区兴隆台油层的油藏和馆陶组油层的油藏就是通过沙河街组三段与一段之间和沙河街组一段与馆陶组之间的不整合面运移上去的。

3. 油气初次运移的实例

在正常条件下的油气初次运移，应是从生油层大量生油，即有机质演化成熟阶段的时期开始，从此观点出发，对下辽河坳陷在演化过程中的油气初次运移进行了初步探索。在油气比较富集的大民屯凹陷选择典型剖面，作了油气藏发育阶段图（图 1–9–4），对压实、剥蚀的厚度进行恢复（图 1–9–5）。

此外，还作了流体总损失、成熟后流体损失量图（1–9–5）。

曹 16 井—安 96 井（北区）、沈 16 井—沈 50 井（南区）是横切大民屯凹陷的南、北剖面，除潜山油藏外，下第三系油气藏主要是断裂鼻状构造背景上的砂岩上倾尖灭油气藏。从图中可以看出，油气藏开始形成于沙河街组一段沉积末期—东营组被剥蚀以前，与断裂剧列活动以及鼻状圈闭形成同期。就沙河街组三段油藏而言，东坡形成早，西坡形成晚，与构造发育也是一致的。东界主断裂长期活动，安 3 断裂鼻状圈闭在沙河街组三段剥蚀后期就有了雏形。另外，从流体损失图中也可以看出，安 3 井沙河街组四段生油岩成熟后流体损失增大方向，与现今储油层段一致。即早期该区曾达到生油门限深度，由于在第三纪晚期强烈上抬、遭受剥蚀，现今的埋藏深度较浅。

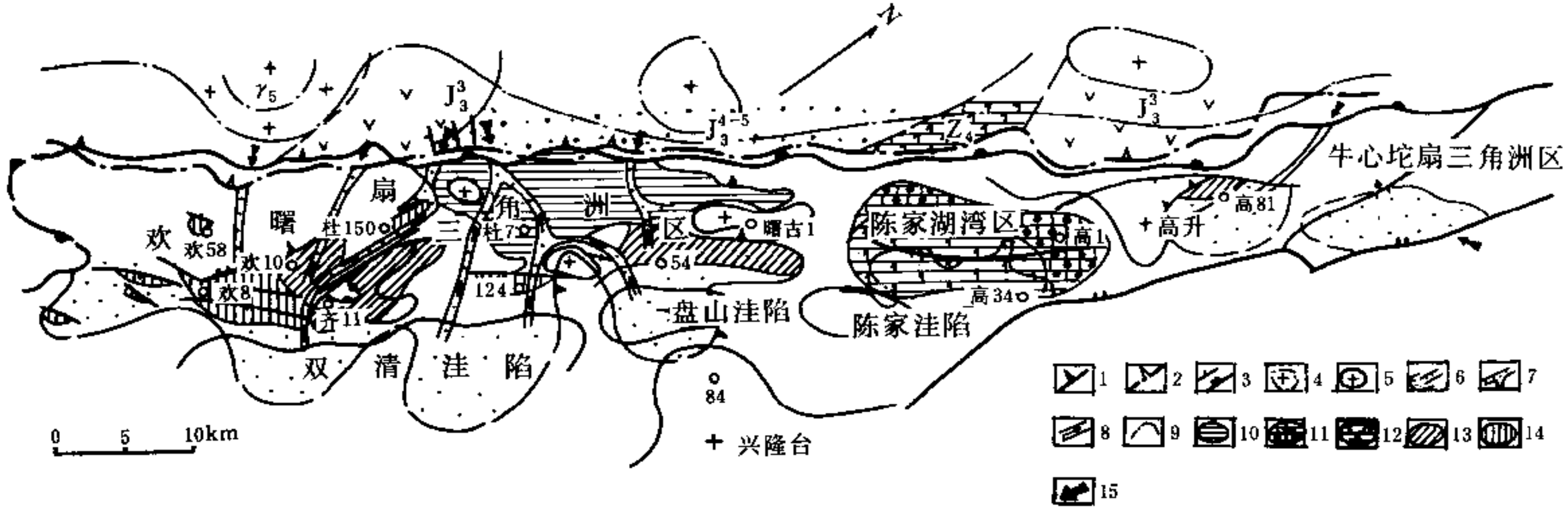


图 1-9-3 西斜坡沙河街组四段非背斜油气藏形成条件及分布图

1—沙河街组四段杜家台油层超覆线；2—沙河街组三段剥蚀线；3—断层；4—布伽重力异常；5—沙河街组四段沉积时期水下高地和岛屿；6—扇三角洲体系；7—水下分支河道；8—油气运移主要方向；9—剩余异常压力；10—地层超覆油藏；11—粒屑石灰岩岩性油藏；12—白云质石灰岩裂缝油藏；13—古隆起围斜断块-地层油藏；14—地层-断块油藏；15—物源方向

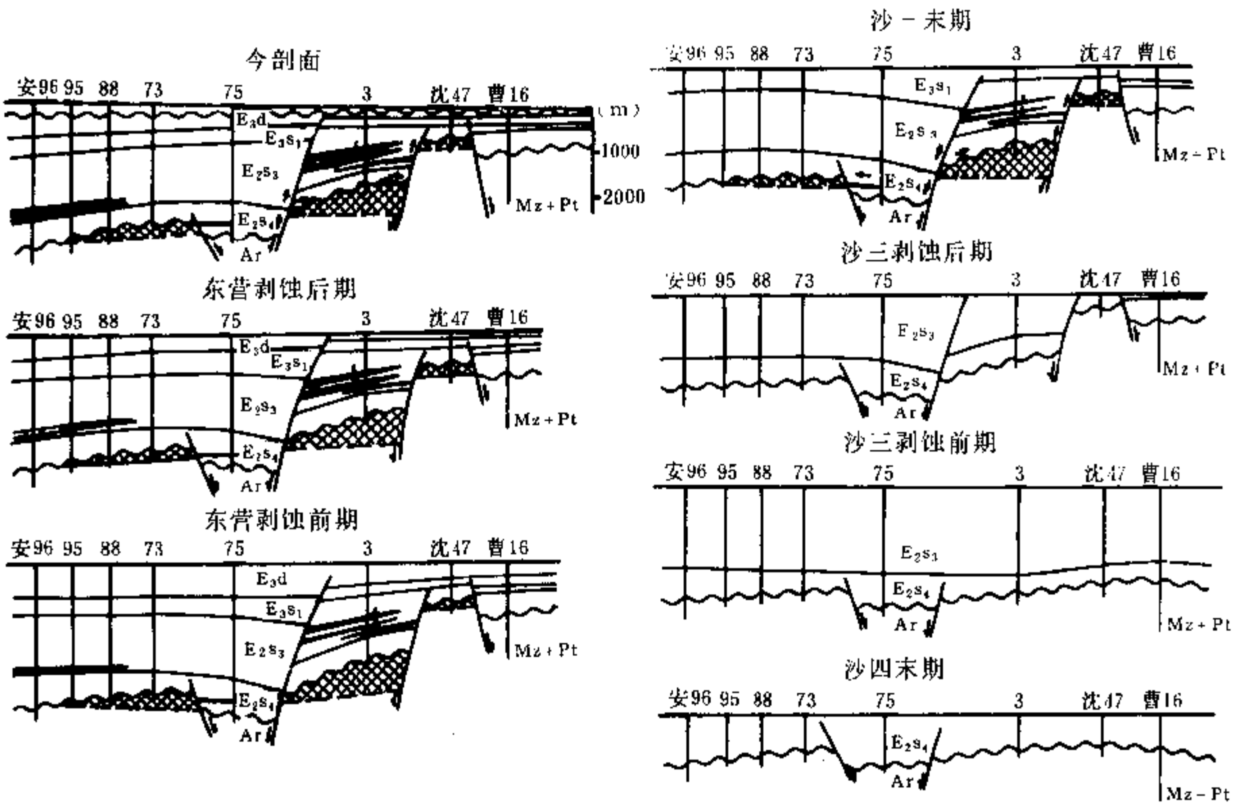


图 1-9-4　大民屯凹陷安 96 井—曹 16 井油气藏发育阶段图

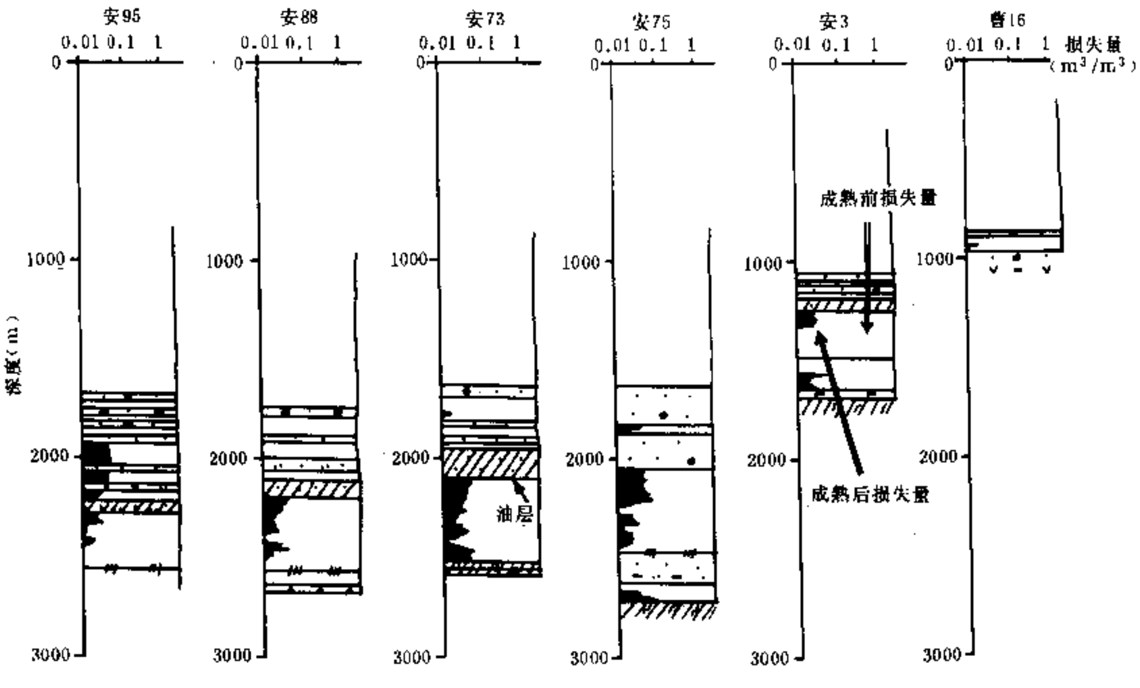


图 1-9-5　大民屯凹陷北部地区有机质成熟前后流体损失量图

另一个实例是：通过西部凹陷西坡曙光油田一区至东坡大洼油田，从所作的流体损失量图可以看出。曙一区各井成熟后都没有明显的流体排出，而斜坡低部位的杜146井一带，在成熟后有大量流体排出。这就说明曙一区的油气主要是通过断裂及输导层侧向运移而来的。在该区取样做了饱和烃色谱—质谱、芳香烃色谱—质谱、同位素、卟啉等地球化学指标分析，得出曙一区各套油层都是来自低部位的沙河街组四段生油层（图1-9-6），与上述观点是一致的。这说明在坳陷中，油气成熟时期的同生断裂是油气运移的重要通道。

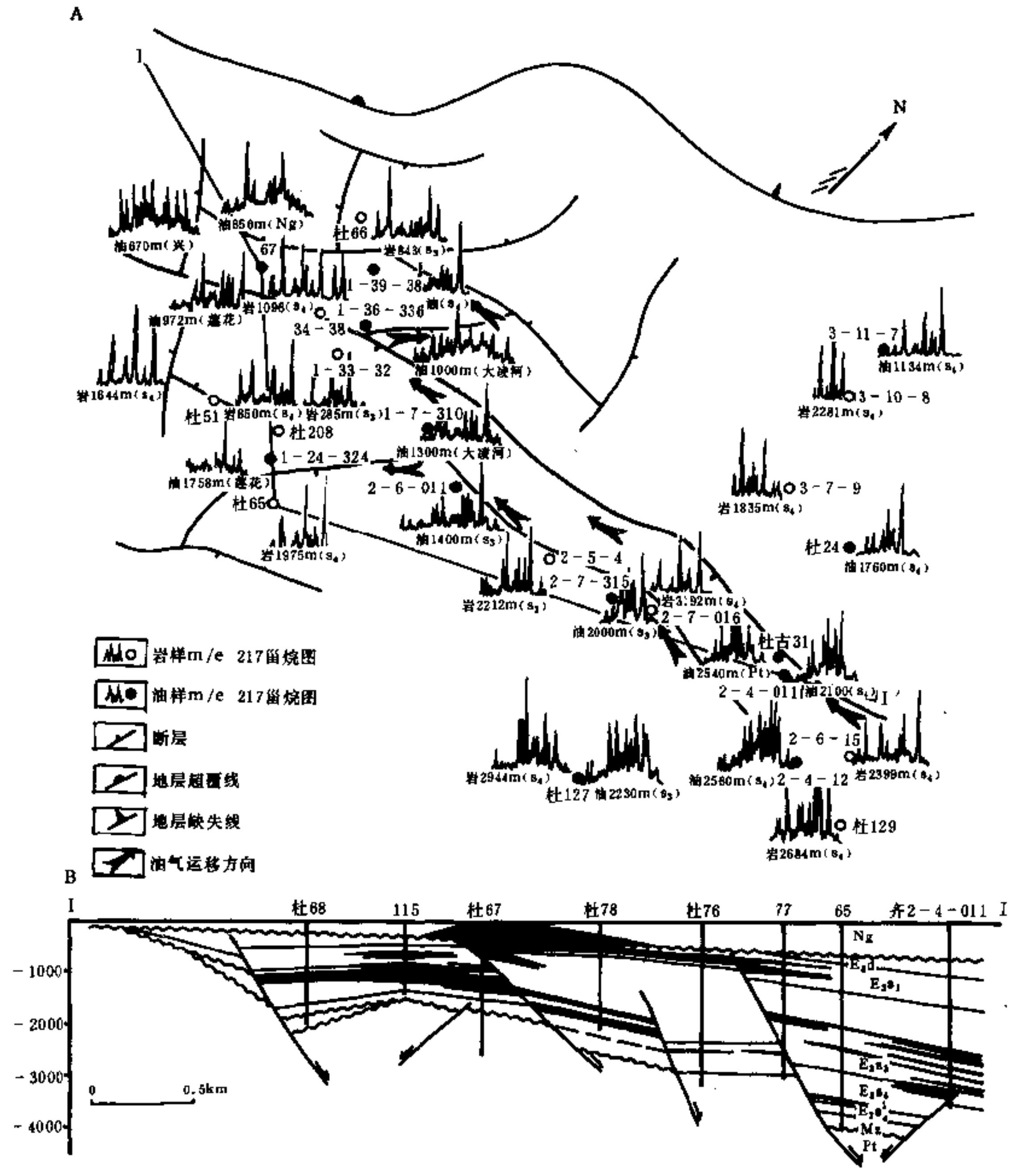


图1-9-6 曙光地区油源对比平面剖面图

第三节 类型及实例

根据油气藏成因及圈闭形态，将下辽河坳陷油气藏划分如下（表 1-9-6）：

表 1-9-6 下辽河坳陷油气藏类型一览表

油气藏类型		实例
大类	亚类	
构造油气藏	断块-（半）背斜油气藏	前进断裂背斜构造带沙三段油藏，边台沙三段下部油气藏 牛心坨张一块油藏，牛居、黄金带油田的一些油藏
	断块-逆牵引背斜油气藏	齐家、欢喜岭油田的一些油藏
	断块-鼻状构造油气藏	静安堡断裂鼻状构造带油藏
	泥丘底辟构造油气藏	荣胜堡泥丘构造
地层油气藏	地层超覆油气藏	曙一区杜 92～杜 94 块油藏，齐一曙地区沙四段上部油藏
	地层不整合遮挡油气藏	曙一区沙三段部分油藏，杜 67 块馆陶组油藏，青龙台沙三段中、上部油藏
	古潜山油气藏	杜家台、兴隆台、齐家、曙光、静北、东胜堡、边台-曹台、法哈牛潜山油藏
岩性油气藏	河道砂体岩性油气藏	大洼、海外河油田，静安堡沙二段下部油藏
	扇三角洲前缘砂体岩性油气藏	大民屯沙三段下部油藏，牛居、青龙台油田的一些油藏
	湖底扇（浊积岩）亚相	齐一曙地区的大凌河油层油藏

一、构造油气藏

根据圈闭形态，又划分为四个亚类。

1. 断块-（半）背斜油气藏

下辽河坳陷中，（半）背斜圈闭从成因划分，可有两类：一类是基岩潜山之上的披覆背斜。这类构造长期继承性发育，成油条件十分优越，由于多分布在生油洼陷边侧，油藏原油性质一般较好，含油气范围主要受圈闭控制，背斜构造受断层切割成多个断块，各断块常具有独立的油、气、水界面。如大民屯凹陷前进断裂背斜构造带沙河街组三段油气藏、大民屯凹陷东部边台油田沙河街组三段下部油藏。西部凹陷北部地区牛心坨洼陷中张一块油藏的构造形态为一个半背斜，由南向北抬起，北部被一南倾正断层切割、遮挡，油气灌满系数（油层厚度／储集层厚度）受构造圈闭控制，构造高部位的坨 5 井为 100%，低部位的坨 2 井仅 16%；另一类是深陷带中受大断层活动而形成的拖曳背斜构造，其长轴与大断层走向呈 30°左右的夹角。如东部凹陷的牛居、黄金带等油田，是处于凹陷中央的构造圈闭，储集层又处于扇三角洲前缘亚相的有利相带，因而，油气较为富集，构造形成时期受断层活动时期控制，油气储集层位与构造发育时期一致。以牛居油田为例：构造在沙河街组一段沉积中期开始具有雏形，在东营组沉积末期定型，因而，沙河街组一段中部及东营组为主要含油气层

系，且连片分布。

2. 断块–逆牵引背斜油气藏

这类油气藏分布在长期发育的断裂下降盘的柔性地层中，以箕状凹陷—西部凹陷西侧缓坡带南段齐家、欢喜岭地区最为典型。该段较为宽阔，由斜坡边部向洼陷有3～4条北东向东倾断裂，自沙河街组三段至东营组沉积早期长时期活动，断层下降盘上的沙河街组一、二段由于断裂的逆牵引作用形成低角度背斜或半背斜，而且多与河道砂体、沙坝砂体的侧向尖灭构成混合型油气藏。此种类型油藏以欢26块、欢17块、锦16块较为典型，由于断层遮挡条件好，油气藏含油幅度大大超过圈闭幅度，构造核心部位油柱高度达181米，而构造闭合幅度仅有50～80米，且高点由下至上，逐层向断层方向迁移。这类油气藏因圈闭面积小，含油范围一般较小，但由于储集层物性好，初期产量一般较高。另外，陡坡带南段的大洼—海外河断裂带，在东营组沉积时期活动剧烈，下降盘发育有岩性—逆牵引背斜油气藏。如洼16块、海26块等含油圈闭即属此类（图1–9–7）。

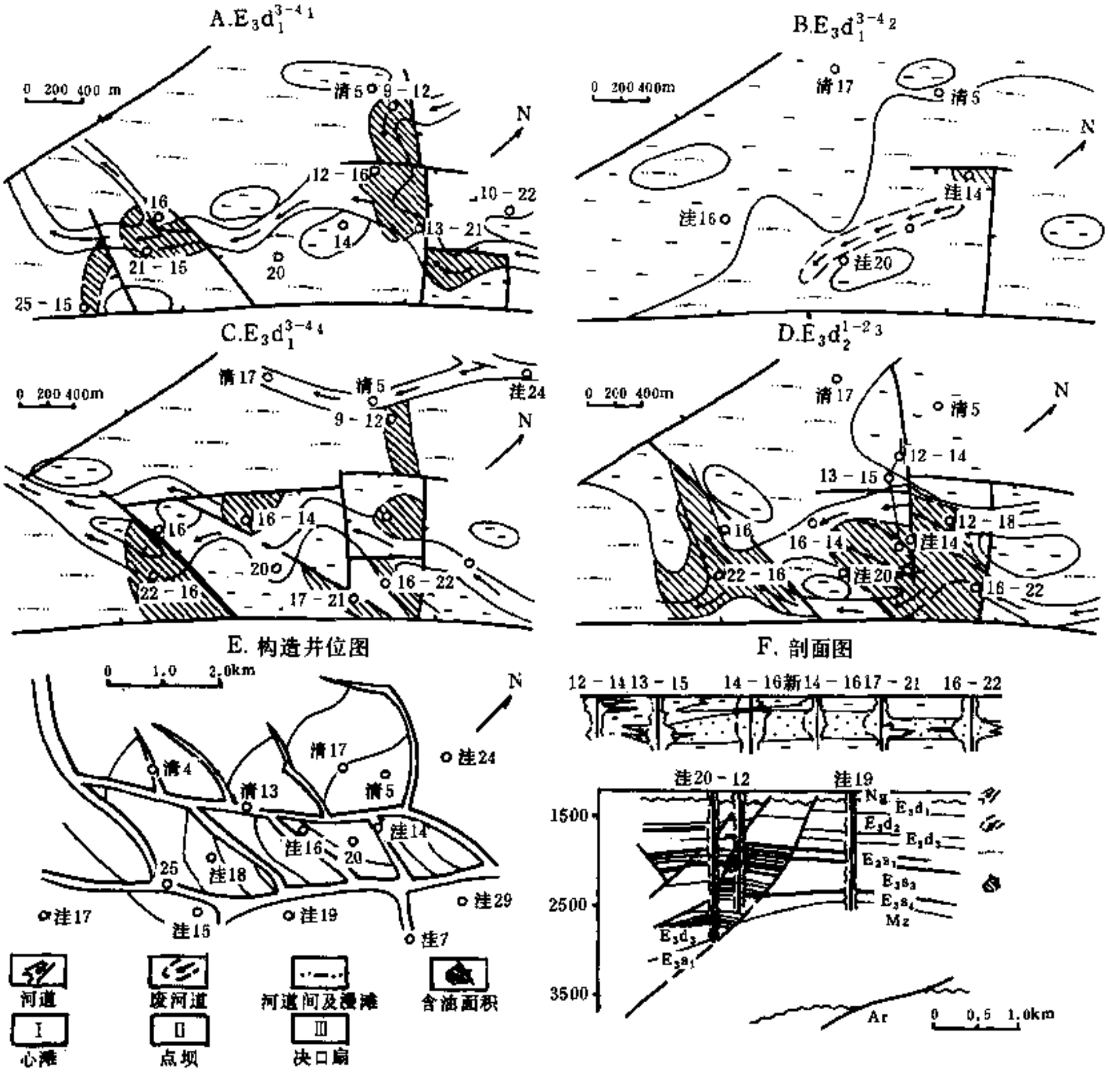


图1–9–7 洼16井区东营组成油条件图

3. 断块–鼻状构造油气藏

此类油气藏多分布于凹陷的两侧斜坡带，其中以大民屯凹陷最为典型，但往往多与砂岩尖灭等岩性因素构成混合型油气藏。因而，含油气面积一般都超过圈闭面积，沿"鼻梁"一带的高部位油气富集、特征清楚，如静安堡断裂鼻状构造带（图 1–9–8）。

4. 泥丘底辟构造油气藏

分布在长期发育的深陷带之中，目前，仅在大民屯凹陷南端的东胜堡洼陷中揭露，如沈 143 油藏（图 1–9–9）。由于含泥质重，初试产量较低。

二、地层油气藏

由于坳陷中一定的构造、沉积作用，造成地层、岩性圈闭多与构造（断层）圈闭相匹配，构成混合型油气藏。纯地层油气藏较少见，在潜山翼部沙河街组四段上部杜家台油层中零星发育，规模都比较小。

1. 地层超覆油气藏

地层超覆油气藏分布在各凹陷斜坡边部超覆带以及前第三系古突起围翼。地层超覆圈闭多与断层遮挡或岩性尖灭相匹配，前第三系古突起围翼的超覆圈闭在盆地初始水进期—沙河街组四段沉积晚期或三段沉积早期都比较发育。

(1) 斜坡边缘超覆油藏　以西部凹陷西斜坡中段的曙光油田一区杜 92 块杜家台油层杜Ⅱ组为例（图 1–9–10）。

该带为宽缓的中、上元古界潜山之上的微弱鼻状构造，被断层切割为垒堑相间的数个断块，由西向东倾斜，储集层是沙河街组四段沉积时期湖水开始扩大的沉积条件下所形成的扇三角洲分支流河道砂体。油气来自本套油层下倾部位。储集层物性好，油源充足。油气灌满程度高达 100%，油质由边部向下倾部位由稠变稀。此类圈闭在斜坡带，尤以西部凹陷斜坡北段以及东部凹陷西坡较为发育。东部凹陷西斜坡董家岗地区沙河街组三段中、下部油层为洪积型扇三角洲河道砂，为岩性–地层超覆油藏。由于洪水期沉积体内部非均质性极强，油藏规模甚小。总之，对于斜坡边缘超覆圈闭来说，具备油源条件是形成油藏的关键。

(2) 潜山突起围翼的超覆油藏　以西部凹陷西部缓坡齐—曙地区杜家台油层为例（图 1–9–11）。

在杜家台油层沉积时，该区以垒堑相间的古构造格局为特征（其中以向东倾的单断山为主），山间洼地最发育。沉积初期，沉积层由断槽向山坡底部超覆沉积。沉积中晚期，西倾断裂活动相对稳定，连续大规模水进，使所有山头都沉没于水下，沉积层逐层超覆其上。杜家台油层下部砂砾岩组以超覆为主，配以断层或鼻状构造，形成断块（构造）—地层超覆油藏；其上部砂砾岩组以上倾尖灭为主。从上面的例子可以看出，盆地初始的古地貌是十分复杂的，垒堑相间的构造格局造成大坡降的地貌形态，因而，分支流水系十分发育的扇三角洲，在湖底以指状或网状砂体出现。河道在近源快速堆积的作用下，改道频繁。因此，在一定时间单元内，砂体规模有限，所形成的单个超覆圈闭规模较小，但在砂体层层叠置，并有断层遮挡配合情况下，则可形成较大规模的地层超覆圈闭。

2. 地层不整合遮挡油气藏

大规模的地层不整合分布在区域剥蚀带。另外，在局部构造或断块区，由于断裂在较短期内剧烈活动，断块（构造）大幅度翘起，而后趋于平衡，上覆层系又稳定分布，两套层系间也形成局部不整合遮挡，但分布范围不大，规模较小，一般与断层、岩性尖灭组合成混合型圈闭，若在剥蚀线呈环形条件下，也能形成小型不整合圈闭。从盆地三个大的构造、沉

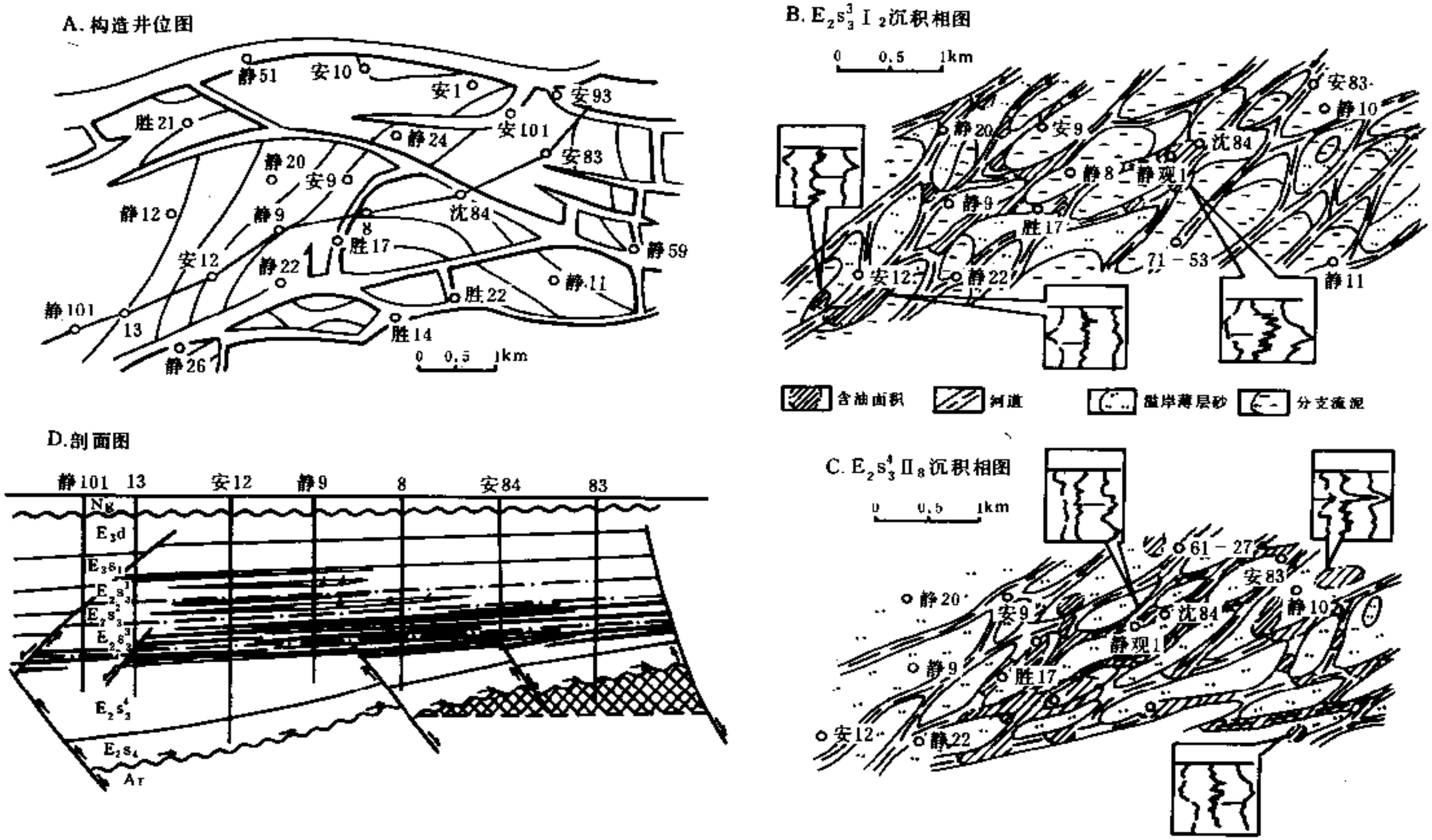


图 1-9-8　沈 84—安 12 块沙三段断块—岩性油藏形成条件图

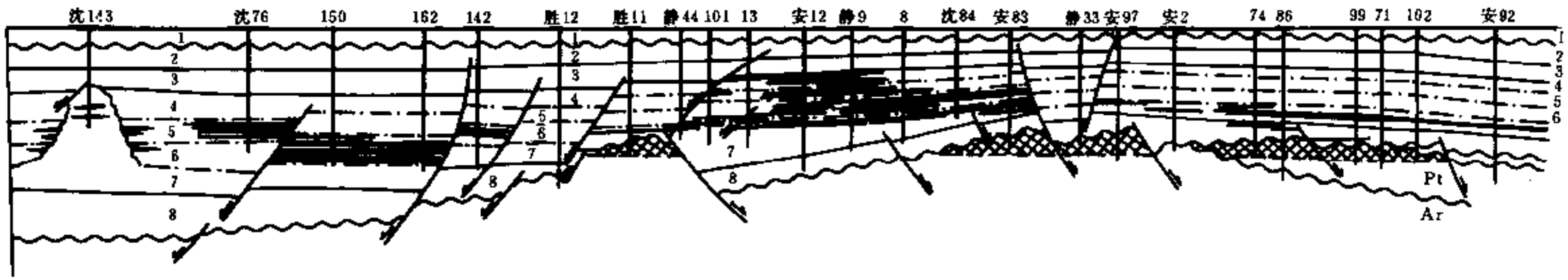


图 1-9-9 沈143井—安92井油藏剖面示意图

1—Ng; 2—E_3d; 3—E_3s_1; 4—$E_2s_3^1$; 5—$E_2s_3^2$; 6—$E_2s_3^3$; 7—$E_2s_3^4$; 8—E_2s_4;

积旋回看，在旋回的末期都有形成不整合圈闭的条件。但各旋回的块断活动、沉积条件有差异，因而圈闭的发育程度是不相同的。沙河街组二段沉积末期是坳陷内一次规模较大的块断活动期。其上覆沙河街组一段以湖相泥岩为主，分布稳定。

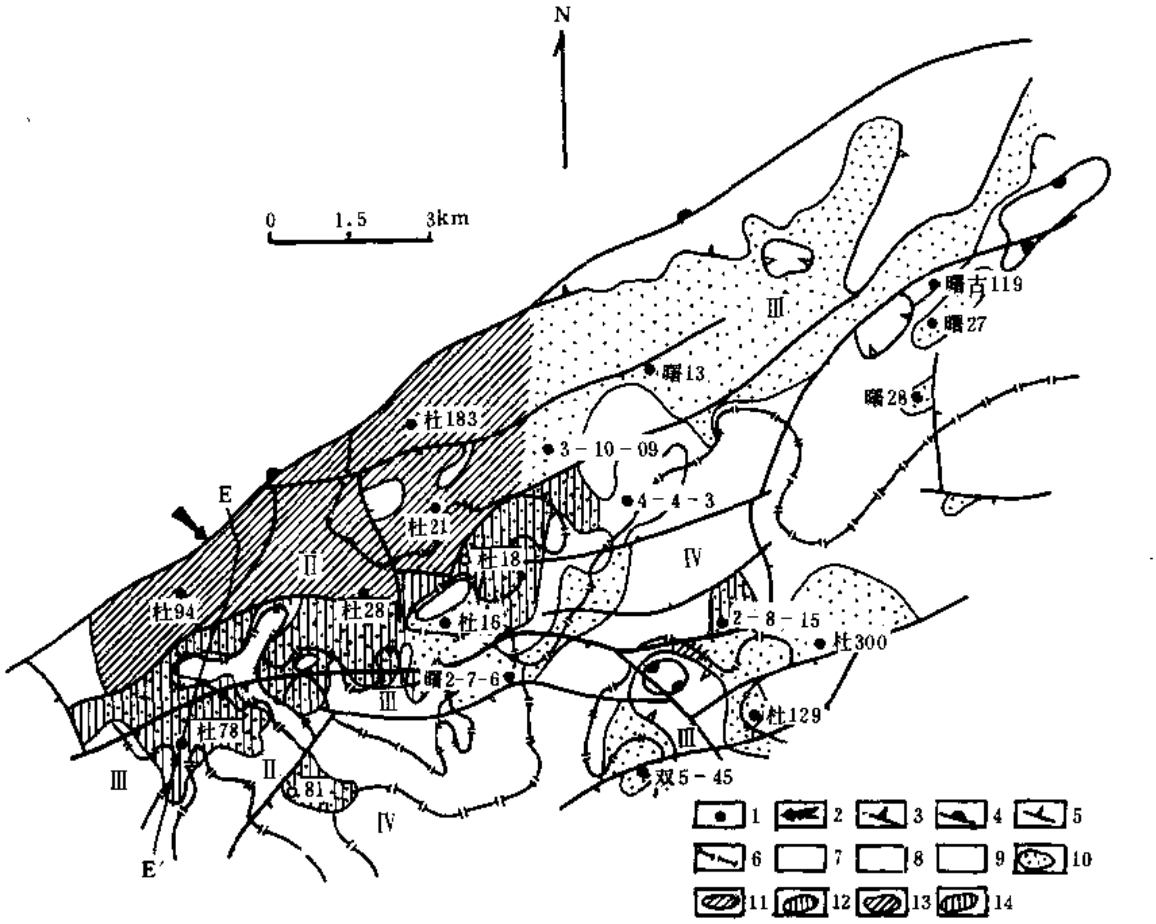


图 1-9-10 曙光油田杜家台油层杜Ⅱ组油藏形成条件图

1—井位；2—物源方向；3—地层剥蚀线；4—地层超覆线；5—砂岩尖灭线；6—相带分界线；7—水下分支流河道亚相；8—分支流间浅滩亚相；9—河口坝及席状砂亚相；10—岩性油藏；11—断块—地层油藏；12—岩性—断块油藏；13—地层—岩性油藏；14—断块油藏

上第三系馆陶组与下第三系各套层系呈不整合接触，形成区域剥蚀带，与岩性、断层遮挡配合并具备油源条件下，可形成不整合遮挡油气藏。由于下辽河坳陷馆陶组底部以粗碎屑为主，且固结性差，故而上覆盖层条件较差，原油遭受氧化，常形成沥青遮挡。

(1) 非渗透层遮挡的不整合油气藏

以西部凹陷曙光油田一区沙河街组三段部分油藏为例。曙一区西侧临近主物源区，多期浊流通过主水道流经本区。沙河街组三段沉积末期—二段沉积时期，斜坡剧烈上抬，该区遭受强烈剥蚀（经估算：剥蚀厚度可达 458～1274 米），其上为沙河街组一段湖相沉积覆盖，形成由致密泥岩层遮挡的不整合圈闭，油气通过长期发育的断裂运移至不整合面以下的圈闭

中。芳香烃色谱—质谱特征对比（表 1—9—7）可以看出：大凌河、兴隆台、馆陶组油层的原油五环、四环芳香烃含量近似，而潜山、杜家台、莲花油层的原油四环菌含量都丰富。另外，从饱和烃色谱—质谱资料看，这几套原油有亲缘关系。而在运移过程中，低环芳香烃逐渐损失，原油中稠环芳香烃含量相对增高，原油变稠。

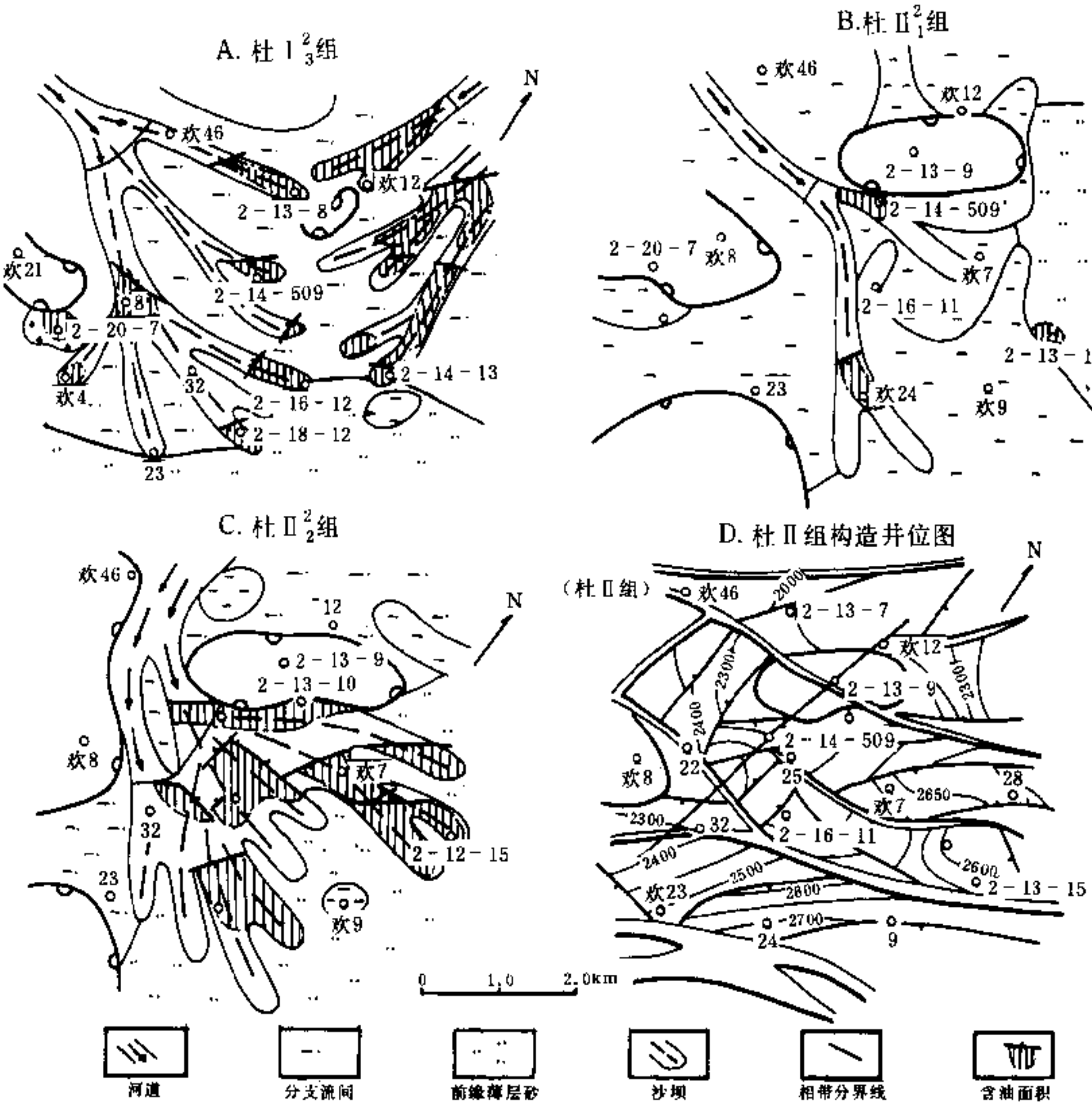


图 1—9—11　欢北地区杜家台油层地层、岩性油藏形成条件图

(2) 沥青遮挡的地层不整合油藏

此类油藏主要发育在斜坡边部，分布在馆陶组与下第三系接触的不整合面以上的圈闭中，如现已发现的西部凹陷西部缓坡带曙一区杜 67 块馆陶组油藏。由于坳陷期断裂活动微弱，因而不整合面为主要油源通道。

(3) 局部剥蚀区不整合遮挡油气藏　东部凹陷中央构造带北段青龙台构造，沙河街组一段底部不整合面遮挡，沙河街组三段中上部形成圈闭，储集层为一套平原亚相的支流河道砂体，由构造低部位向不整合面，原油性质变稠（图 1—9—12）。

表 1-9-7 原油、岩样芳香烃化合物含量统计表

区块	层位	类型	P %	ch %	m / e252 %	F %	SF %	OF %	m / e202 %	N %
	Ng	油	11.52	14.95	32.35	0.44	0.22	0.87	31.60	2.92
	兴	油	18.52	20.27	33.26	0.16	0.86		26.21	0.75
	大	油	11.09	36.99	17.24	0.55	0.33	0.43	31.29	1.95
	莲	油	8.05	49.11	14.21	0.40		0.42	19.89	2.24
	杜	油	11.56	48.49	21.85				16.42	1.67
	Pt_2	油	25.69	45.12	10.75		2.26		11.99	0.77
	E_3s_1	岩	18.21	3.67	61.43	0.41	0.81	0.21	14.83	0.37
	$E_2s_4^{上}$	岩	51.13	7.54	12.02	2.53	4.68	2.45	17.75	0.33
曙二区	大	油	60.94	10.06	6.78	3.91	9.80	0.28	8.14	0.09
	莲	油	52.72	14.89	5.82	7.99	8.58	0.33	9.48	0.11
	Pt_2	油	22.28	55.34	8.93	0.11	1.61		11.47	0.27
	E_3s_3	岩	60.34	10.37	5.59	0.12	1.44	0.09	11.97	0.24
曙三 曙四	杜	油	66.83	16.76	5.60	2.47	2.43	0.18	20.76	0.56
	E_3s_3	岩	68.13	3.01		4.24	6.38	0.14	3.35	0.30
	E_2s_4	岩	63.40	3.79	6.98	0.58	3.61	3.65	9.96	1.56
杜124块	杜	油	53.48	28.79	7.11	0.42	2.14	0.05	7.77	0.17
	E_3s_3	岩	39.35	4.70	32.62	3.41	3.55	2.97	11.64	0.32
	E_2s_4	岩	69.55	9.91	2.22	0.77	0.79	0.37	9.84	0.57

3. 潜山油藏

潜山油气藏实际上是一种古地貌油气藏，它是一种位于不整合面以下的特殊类型的油气藏。根据潜山的成油条件及圈闭形态，将下辽河坳陷的潜山油气藏划分为基岩断块山油气藏和基岩残丘（古地貌山）油气藏两大类。

(1) 基岩断块山油气藏　这类潜山主要发育在各凹陷边部的断阶带上。如西部凹陷西部缓坡带边部的潜山带，大民屯凹陷东侧的边台—曹台潜山、法哈牛潜山带、这类潜山油藏的油源主要是以长期发育的大断裂带为供油窗，也可以通过与之接触的砂岩体来供油。储集空间主要为裂缝，其次为孔隙。以大民屯凹陷东部断阶带上的边台潜山为侧，该潜山为一向北东向翘起的古斜坡，被北西向的断层切割为南、北两大块，太古界花岗岩潜山顶部普遍覆盖有数米至数十米的沙河街组四段红色泥岩，其供油窗主要为潜山西侧的断裂，含油幅度大

(240～495 米)，埋藏深度为 1690.5～2880.0 米，储集岩主要为花岗片麻岩，因而以微裂缝为主要储集空间（开度小于 0.1 毫米），次生矿物方解石、绿泥石充填裂缝现象普遍，这是造成边台潜山油藏是低渗透油藏的主要原因。此外，还有大民屯凹陷南部的法哈牛潜山油藏、西部凹陷西部缓坡边部第一排潜山带的胜利塘变余石英砂岩潜山油藏等，都属于这一类(图 1-9-13)。

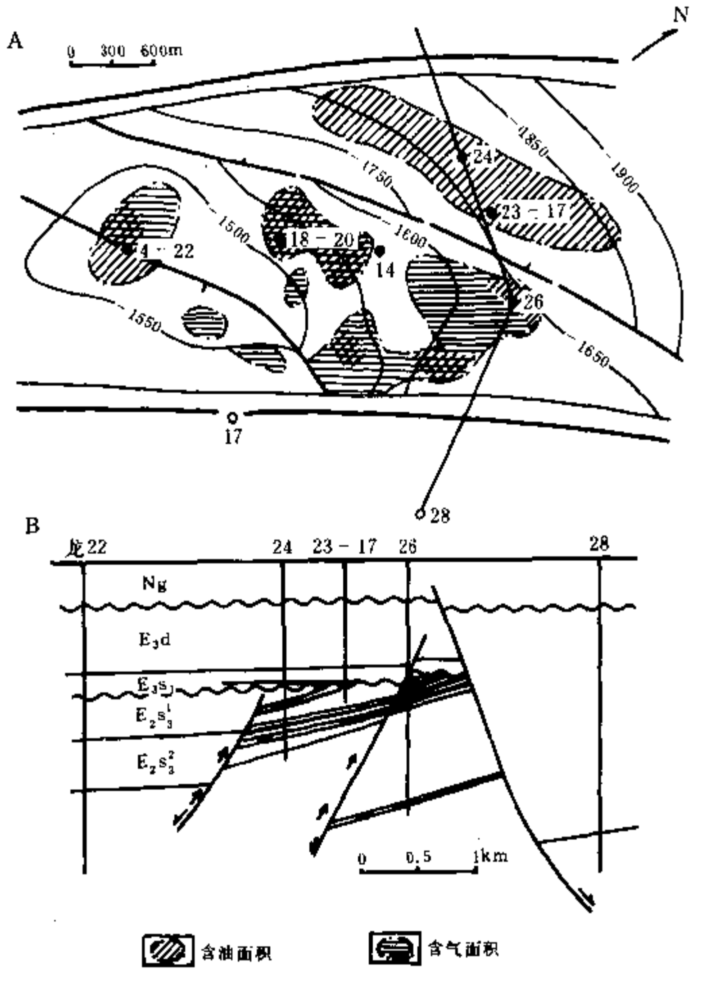


图 1-9-12 青龙台油田沙河街组三段不整合油气藏类型平面剖面图

(2) 基岩残丘油气藏 这类潜山油藏一般都发育在有效生油区内。如西部凹陷的兴隆台、齐家、欢喜岭的太古界花岗岩潜山油藏；曙光、杜家台中、上元古界白云岩和变余石英砂岩潜山油藏；大民屯凹陷的静北中、上元古界白云岩潜山油藏和东胜堡太古界花岗岩潜山油藏。按成油条件的差异又可分为两个亚类：

1) 花岗岩残丘油气藏：以兴隆台潜山为例，它位于西部凹陷中央背斜构造带，为一长期发育的侵蚀残丘型潜山，呈穹隆状，处于沙河街组三、四段生油岩分布区的洼中之隆上，成油条件十分优越。储集岩为太古界黑云母斜长片麻岩及混合岩，因而以微裂缝为主要储集空间，并且多被方解石、绿泥石充填。岩芯观察宏观裂缝仅占 0.21%。根据毛管压力曲线

计算的总孔隙度为3.19%，其中有效微裂缝孔隙度1.255%，占总孔隙体积的39.2%；裂缝孔隙度为0.253%，占总孔隙空间的7.9%。因此，尽管地层原始压力大，但该潜山储集性能差、生产压差大、产量下降快。东胜堡潜山的成油条件与兴隆台潜山相似，但储集岩却为太古界的浅粒岩，主要以构造裂缝及微裂缝为储集空间，分布广泛。根据常规物性分析及补偿中子测井等特殊方法解释，油层部位总孔隙度平均为3.24%，是一个储集性能好的单断型古地貌山油藏，产量较稳定，尤其在基岩断裂带附近的井，日产大都能达到百吨以上。因而，变质岩潜山油藏中，储集层的性能是控制油气富集的重要因素。

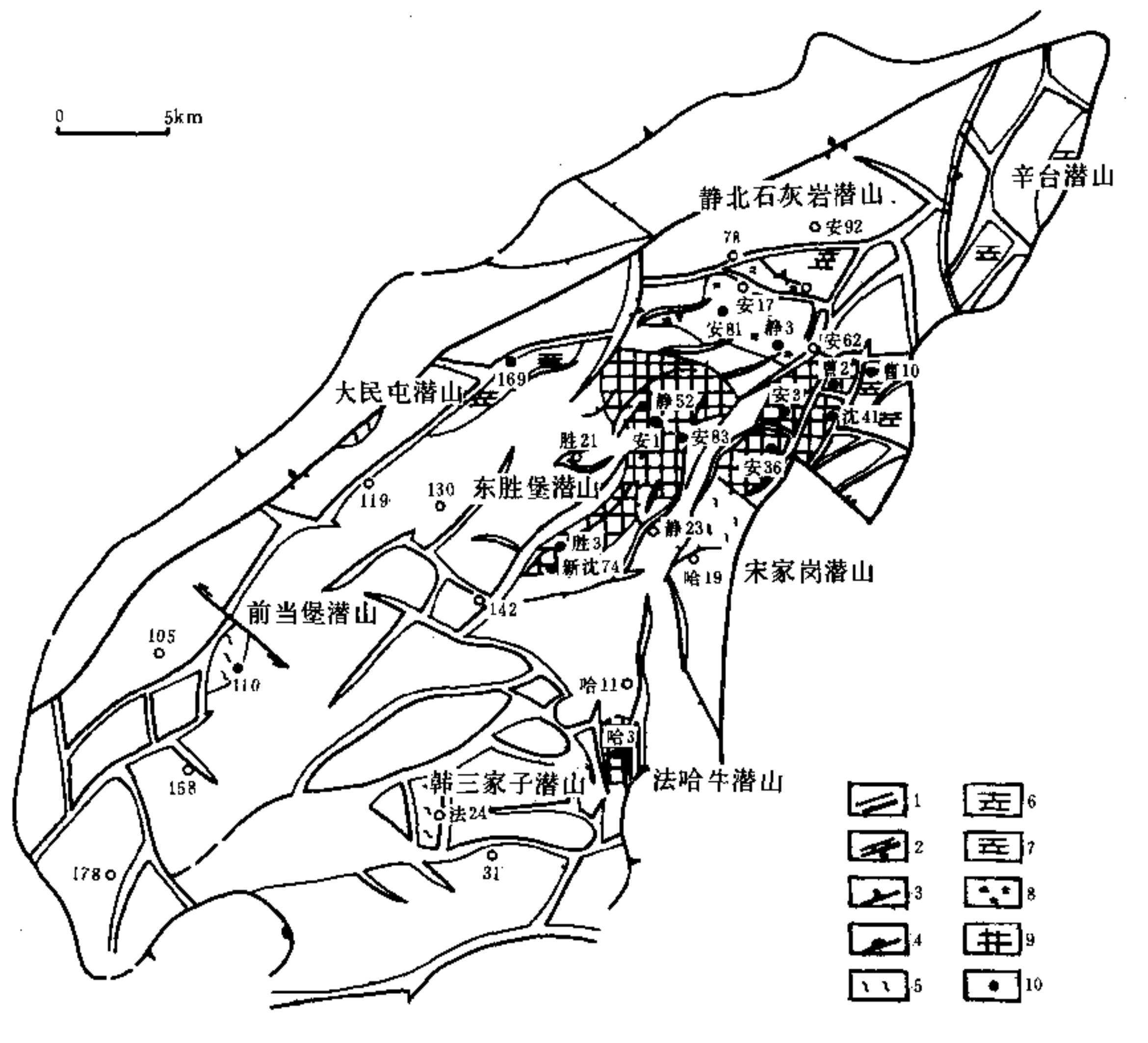


图1-9-13 大民屯凹陷潜山油藏形成条件图

1—正断层；2—逆断层；3—地层缺失线；4—地层超覆线；5—黑云母片麻岩；6—石灰岩；7—白云岩；8—碳酸盐岩断块—残丘油藏；9—变质岩断块山油藏；10—探井

2）碳酸盐岩残丘油气藏：此类圈闭分布于基岩为中、上元古界的地区。如静北潜山、曙光潜山等。以静北石灰岩潜山为例，该油藏位于大民屯凹陷北端中、上元古界碳酸盐岩潜山带，内幕构造为一残留半向斜，由于断层的切割，改变了储集体的层状结构，致使不同断

块具有同一压力系统和统一油水界面。储集层为白云岩和石英岩，变余泥岩为隔层，断层和风化壳控制了储集性能，储集空间类型主要为构造微裂缝型，其次为溶孔裂缝型，并有少量粒间孔孔隙型。石英岩孔隙度为4.18%，白云岩孔隙度为5.66%，渗透率为0.001～0.1二次方微米，个别大缝可达几个平方微米，具中等生产压差以及中等采油指数的特征。

三、岩性油气藏

下辽河坳陷沉积相类型丰富多彩，相带狭窄，因而，岩性圈闭发育的有利部位十分广泛，其中以砂砾岩储集层为主，并以上倾尖灭及透镜体的形式出现。早第三纪各时期，从盆地边缘至中心，透镜体均有分布，存在于河流、三角洲、扇三角洲、湖底扇等各种相带中。因而岩性圈闭的形成主要与沉积作用有关。有一定规模和价值的岩性圈闭都是与断层遮挡或构造组合而形成的混合型油气藏。

1. 河道砂体岩性油气藏

在下辽河坳陷湖盆中河流沉积占据很重要的位置。坳陷在张裂、深陷和萎缩各阶段初期的沉积作用都与河流有关。河道迁移使已形成的沿河流走向分布的厚薄不一、宽窄不一、断续相接的河道砂体进一步被改造，甚至被切割形成各种形状的岩性圈闭。圈闭规模在河流规模一定的情况下，与河流废弃改道速度有关：灾变式快速废弃的河道所形成的岩性规模较小；而渐变式慢速废弃的河道，形成的岩性圈闭规模较大。

大民屯凹陷沙河街组三段沉积早期，静安堡处于河湖交互带，是三角洲平原沉积区，河道具有网状特征，砂体分布呈带状。纵向上岩性以砂—粉砂—泥正旋回递度。砂岩体具有一定规模，而且该区河流是由沙河街组四段沉积时期的湖泊环境水退后所形成，这种沉积演化序列对于油气藏的形成十分有利；河道间以浅滩粉砂为主，连通性好，砂岩上倾尖灭油气藏叠加连片分布。另外，东部凹陷南部及中央凸起南部倾没端大洼—海外河地区东营组和大民屯凹陷南部沙河街组三段上部也发育此类油藏。

2. （扇）三角洲前缘亚相中的岩性油气藏

扇三角洲前缘是浅水沉积物，岩性圈闭与前缘砂体的分布形式有关。三角洲前缘砂体在水下分布形状是河流水动力和湖泊水动力综合作用的结果。另外，前缘砂体还要受到浅水湖盆内水动力改造作用的影响。

下辽河坳陷的三角洲沉积，以大民屯凹陷沙河街组三段沉积早期最为典型，东部凹陷的牛居—青龙台地区也发育小型三角洲，前者以上倾尖灭为主，后者以砂岩透镜体为主。大民屯凹陷沙河街组三段沉积早期，三角洲沉积的古地貌呈东陡西缓、北高南低。受北东方向来的物源控制的河流—三角洲体系，在凹陷内占优势，进入水体的前缘砂体形态呈不规则的扇状，这是湖内水动力较弱、对前缘砂体改造作用不大的表现。另外，在三角洲形成过程中，由长轴物源控制的冲积扇—扇三角洲体系在凹陷东侧交汇，砂体的分布呈东侧厚西侧薄的特征；西侧的宽缓斜坡是前缘砂体与湖相泥岩交汇区，前缘末端席状砂与泥岩互相穿插，是形成薄层高产砂岩上倾尖灭油气藏的良好场所（图1-9-14）。

东部凹陷牛居—青龙台地区的沙河街组一段沉积时期，扇三角洲岩性圈闭以砂岩透镜体为主，湖水对前缘砂改造作用明显。该区位于前缘端部，即扇三角洲水下分支流河道的末梢，由呈指状突出的河道砂向湖中心方向分离出来的若干孤立状砂体组成，这主要与狭长而又局限的湖盆内蓄水体的波浪能力极低、季节性水体的水位变化较大的沉积条件密切相关。当然与不稳定水流及浅水环境的岸流改造作用也有一定关系。

3. 湖底扇（浊积岩）岩性油气藏

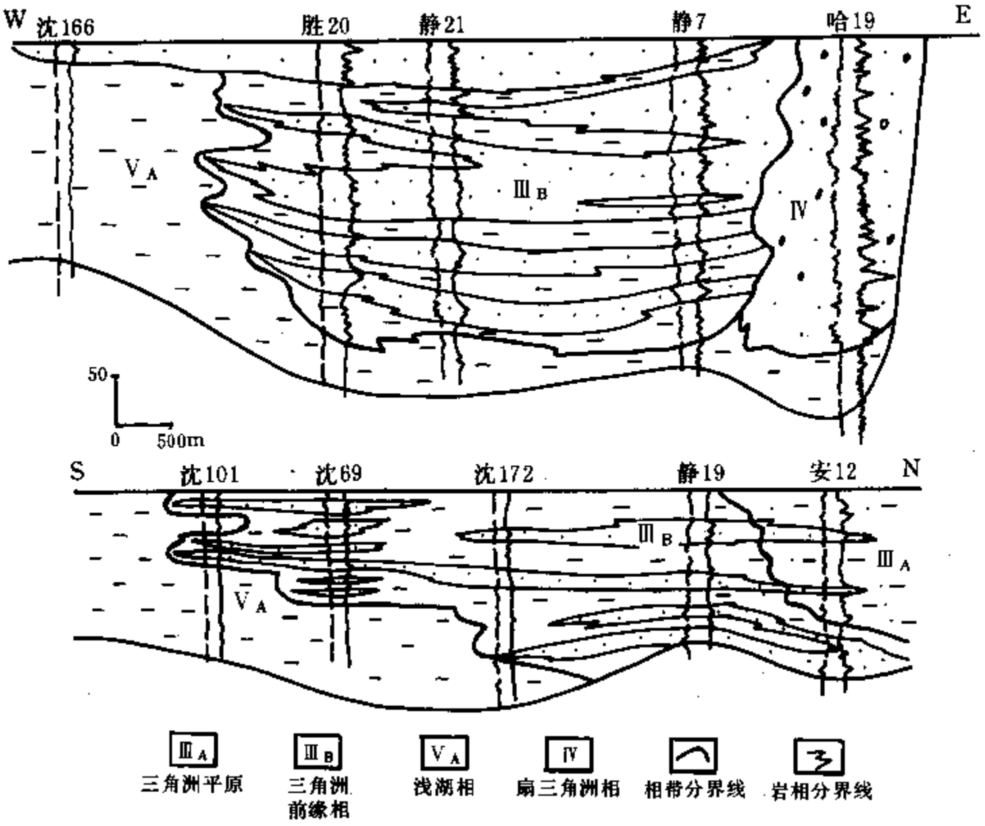


图 1-9-14　大民屯凹陷 $E_2S_3^4$ 三角洲前缘砂上倾尖灭剖面图

湖底扇（浊积岩）是深水环境的沉积物，沙河街组三段沉积时期的湖底扇最为典型。西部凹陷的湖底扇体系是个十分复杂的浊积岩集合体，以基质支撑、无组构的块状碎屑流浊积岩和以湍流支撑，单个或多个“A”段叠置（有少量“B”段）的层状浊流浊积岩为主；有自近岸向湖中心方向呈碎屑流向浊流转化的趋势。由于湖盆狭窄，又有垒堑相间的古构造阻隔，浊流砂体被限制在水下狭谷水道内，厚度达数百米，是多次至数百次甚至更多沉积事件作用叠加的沉积物。由于在沉积过程中受地貌形态控制，浊积岩在顺向流动方向上伸展较远，虽经常被断层所切割，但具有一定的稳定性，而侧向（南北）方向上，砂层减薄直至尖灭，显示了不稳定性。因而浊积岩中的岩性圈闭十分发育。例如西部凹陷齐家—曙光地区沙河街组三段沉积中期的大凌河油层，浊积岩在形成、发育过程中，由西侧进入湖盆的沉积物重力流被限制在南北两侧水下高地之间的水下峡谷内。峡谷中部又存在具有一定面积、随时间变化有所迁移、顺短轴方向延伸的次一级泥区高地，重力流砂体明显受阻隔而分叉（图 1-9-15）。

在同生断层下降盘往往堆积了较厚的浊积岩砂体。断裂活动频繁区既是浊积砂体富集区又是油气富集区。受浊积岩沉积机制控制，自近岸向湖心方向，由碎屑流过渡到浊流，油气聚集条件不同，含油则由砂体顶部的“油帽”变为层状含油，含油最佳部位是过渡带（图 1-9-16）。由于断层的活动使得异常压力得以释放，因而断裂活动频繁区含油气富集。

综上所述，湖底扇浊积岩在峡谷水道内的岩性圈闭以侧向上倾尖灭形式为主，沿水道上

倾方向为同生断裂遮挡，以断层遮挡—砂岩侧向尖灭油气藏最为发育。此外，湖底扇浊积岩发育的砂岩透镜体岩性圈闭在峡谷水道内较少，主要发育在湖中心方向的湖底扇端部。这类油气藏规模一般较小，并具有更强的隐蔽性。另外，分支流水道块状体往往发育成沉积构造。据下辽河坳陷压实作用研究结果（表1-9-8）：在古埋深1500～1700米的部位，砂、泥岩差异压实作用最剧烈，最大泥岩压实率是砂岩的19倍，这就导致了沉积构造的形成。由斜坡边部至湖心，各类油藏有规律地展布。

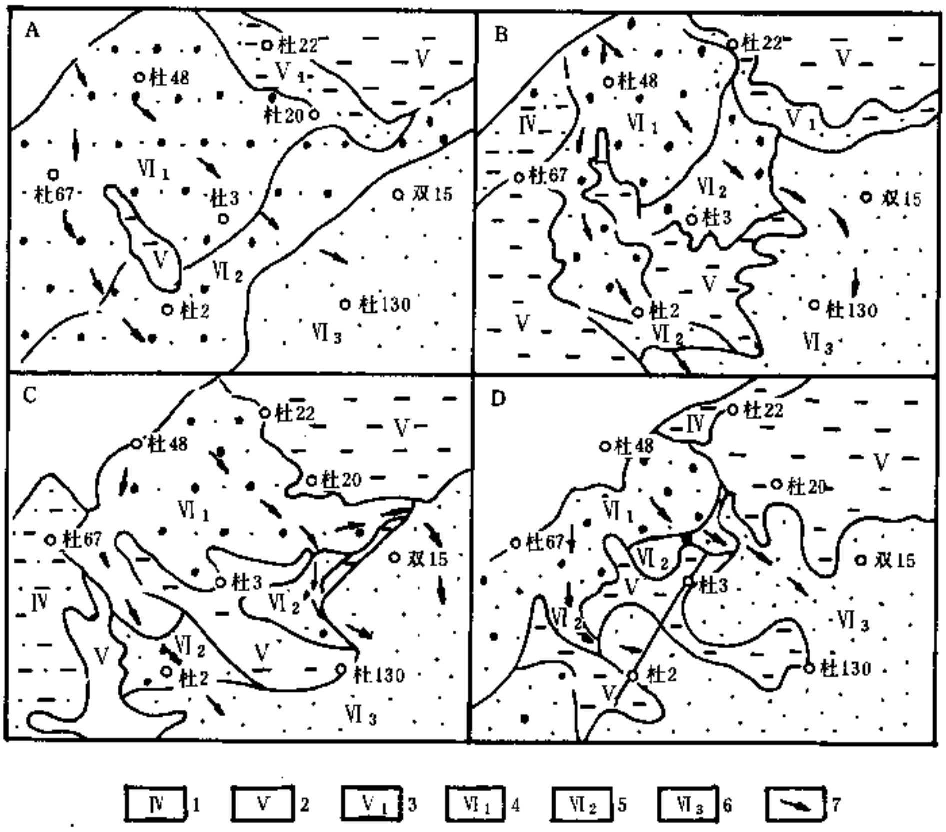


图1-9-15 齐曙地区沙河街组三段浊积岩相发育示意图

1—扇三角洲砂泥岩相；2—半深湖泥岩相；3—浅滩砂泥岩相；4—块状碎屑流浊积岩相；5—块状碎屑流-层状浊流浊积岩相；6—层状浊流浊积岩相；7—沉积物流向

表1-9-8 砂泥岩压实率μ分析数据表

压实率μ=压实掉的厚度／古厚度%

H(m) / μ %	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
泥岩 $\mu_{泥}$	3.04	5.02	3.58	11.06	13.36	15.51	17.52	19.4	21.17	22.83
砂岩 $\mu_{砂}$	0.24	0.45	0.67	0.88	1.1	1.31	1.52	1.74	1.95	2.15
$\mu_{泥}/\mu_{砂}$	12.6	13.2	19.0	13.0	12.0	11.8	11.5	11.1	11.1	10.6

4. 特殊岩性油气藏

(1) 粒屑石灰岩油气藏　此类油气藏是指在特定的古地理环境下，与沉积作用密切相关的特殊岩性油气藏。因而，分布地区、时代都有局限性。西部凹陷北部为无明显水流注入的半封闭湖湾区，其西侧为中、上元古界发育区，在浅湖相泥质沉积物中，矿化度高，富含钙、铁离子，在具有一定古坡度（3°～10°）的古湖岸带，粒屑石灰岩呈环状分布在高升油田一、三区，是以粒间溶孔为储集空间的自生自储型岩性油藏。

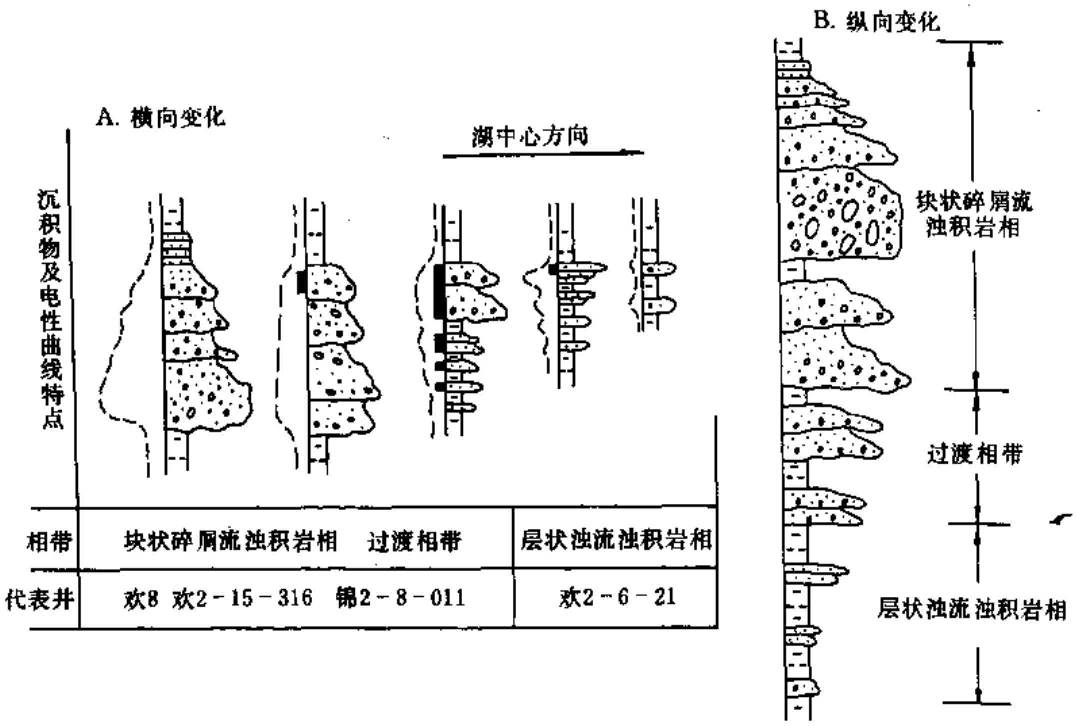


图 1-9-16　湖底扇浊积岩在不同位置剖面含油特征图

(2) 白云质石灰岩裂缝油藏　此类圈闭分布于湖湾区向湖盆中心一侧，薄层白云质石灰岩裂缝含油，据高34井岩芯观察，储集空间为裂缝，多为硅质半充填，裂缝开度为0.10～0.30毫米。其次，孔洞、裂缝溶孔也比较发育，储油层以宏观构造裂缝为主。

(3) 火山岩油气藏　下辽河坳陷下第三系渐新统、古新统玄武岩以及中生界凝灰岩中，都见到不同程度的油气显示或低产油流。东部凹陷南部热河台油田热24井沙河街组三段上部玄武岩、西部凹陷南部齐家北山头中生界凝灰岩含油层段，都获得了工业油流。此类油藏的形成，关键在于储集空间的发育程度。因而，寻找长期发育的裂缝带是找油的关键。

第四节　复式油气聚集区（带）分布规律

下辽河坳陷下第三系多套生、储、盖组合、多种圈闭类型、多种沉积体系、多期断裂活动的结合，决定了油气田皆是多种油气藏的复合体，通常称作复式油气聚集区（带）。下辽河坳陷有多种复式油气聚集区（带），根据构造的特点主要有下列6种（图1-9-17）：

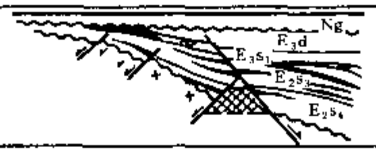
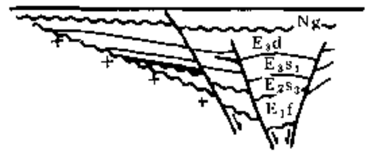
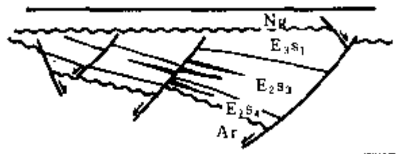
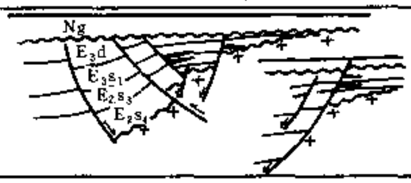
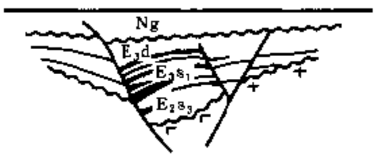
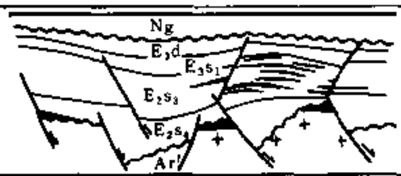
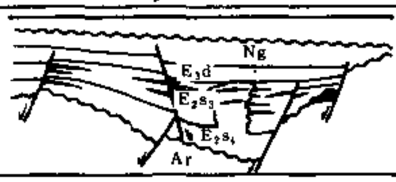
油气聚集带类型		油气藏剖面形态	实 例
晚期斜坡带（构造斜坡）			西部凹陷西部斜坡
继承性斜坡带（沉积斜坡）			东部凹陷西部斜坡
			大民屯凹陷南部西斜坡
陡坡带	断超型		大民屯凹陷东坡
	断阶型		西部凹陷东坡
中央断裂构造带	洼中隆型		东部凹陷（黄、于、热）
	早洼晚隆型		大民屯凹陷（静安堡）
洼陷型			西部凹陷清水洼陷 东部凹陷驾掌寺洼陷
			大民屯凹陷荣胜堡洼陷
凸起型			中央凸起南部倾没带

图 1-9-17　下辽河坳陷复式油聚集带各类型油气藏空间组合形式图

①晚期斜坡型复式油气聚集区（带）；②继承性斜坡型复式油气聚集区（带）；③中央断裂构造型复式油气聚集区（带）；④陡坡—断阶型复式油气聚集区（带）；⑤洼陷型复式油气聚集区（带）；⑥凸起型复式油气聚集区（带）。

各个凹陷复式油气聚集区（带）的发育程度、展布规律，与凹陷的类型及发育史有关，根据三个凹陷的地质条件分别论述如下。

一、西部凹陷复式油气聚集区（带）的类型及特征（图1-9-18）。

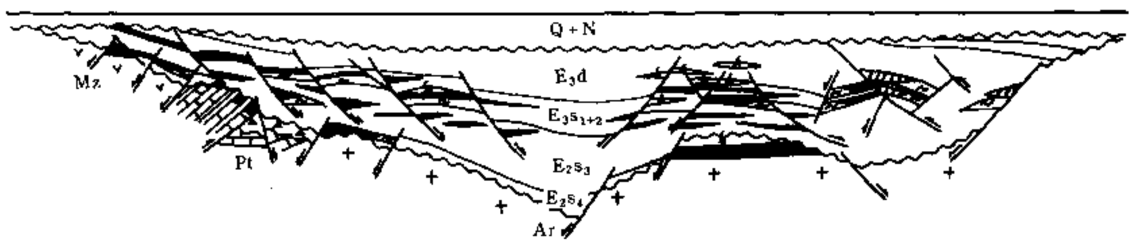


图1-9-18 西部凹陷油气藏模式图

西部凹陷是比较典型的箕状凹陷，受基底及断层控制，又分为西部缓坡带、中央断裂背斜构造带、东部陡坡—断阶带等在构造、沉积发育特征有差异的三个复合油气聚集带。

1. 西部缓坡（晚期斜坡）复式油气藏聚集带

西部缓坡在早第三纪经历了"早洼晚斜""先超后剥"的发育过程。在前第三系的缓坡基底上，从北到南有三个自西向东倾伏的基岩鼻状隆起，沉积区以外的基岩隆起形成的山岭，是下第三系沉积的主要物源区。进入沉积区的基岩隆起倾伏部分，在早第三纪继承性发育成断裂鼻状构造带。古新世末至渐新世早期产生的反向正断层，使得缓坡带上垒堑相间、古地貌起伏大。由于物源供给充分，缓坡带上形成了规模较大的扇三角洲、浊积岩沉积体系，并在多期断裂配合下，由缓坡的上倾部位至下倾部位，形成以断块—地层、岩性油气藏为主、结合其它圈闭类型的复式油气聚集带。欢喜岭油田的齐家地区具有六套含油层系，在纵向上构成了如下的油气藏序列，可作为复合油藏的典型：

A：前寒武系潜山油藏（储集层岩性有花岗片麻岩、石英岩和白云质石灰岩等）；

B：沙河街组四段超覆油藏；

C：沙河街组三段岩性油藏、断层—岩性油藏；

D：沙河街组一、二段滚动背斜油气藏；

E：东营组三段构造—岩性或滚动背斜油气藏。（图1-9-19）。

沙河街组三段沉积晚期，斜坡开始剧烈的翘倾活动，西侧边部及高断块遭受强烈剥蚀，上第三系直接与沙河街组二段中部接触，估算剥蚀厚度可达千余米，由基岩至上第三系馆陶组油气十分富集，在曙光油田构成以潜山、地层、岩性等非背斜油气藏为主的油气藏群。斜坡边部以地层油气藏为主，低断阶以岩性油气藏为主。

由于构造、沉积作用在缓坡带表现的不均衡性，缓坡带自北向南以三个基岩鼻状隆起为主体，形成高升、曙光、欢喜岭三个油气富集区。

2. 东部陡坡复式油气藏聚集带

箕状断陷的东侧陡坡带，处于深陷带与凸起的交界部位，被一组北东向羽状断裂系统切割成陡坡断阶带。与主断裂相伴生的横张断裂长期发育，并且大都延伸至深陷带。主断裂系的发生及其演化，控制了陡坡断阶油气藏形成及空间组合形式。由北至南在三大断裂系统（牛心坨、冷东、大洼）控制下，发育了牛心坨—台安、陈家、清水三个生油洼陷以及扇三角洲（或三角洲）—浊积岩沉积体系（断裂上升盘的边缘相带基本被剥蚀掉）。由于陡坡带狭窄、陡峻，储集体非均质程度较之缓坡带更强，这就导至陡坡断阶带的圈闭条件更依附于一定的构造背景，因而断裂下降盘的逆牵引构造以及水系入湖口的沉积构造是该带的重要圈闭类型。深层以构造（断块）—岩性、潜山油藏为主；浅层以岩性—构造油气藏为主。

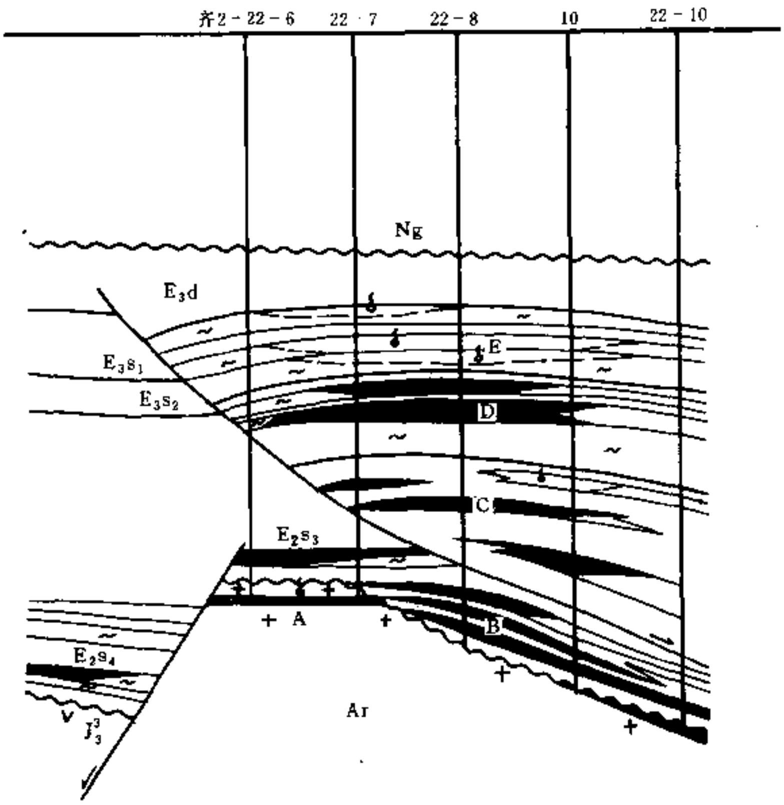


图 1-9-19　齐家地区油气藏序列模式图

由于三条主干大断裂主活动期不同，造成各次一级亚带油气藏序列及空间组合的差异。北段牛心坨断裂系主要活动期（剧烈活动期）为沙河街组四段牛心坨油层沉积时期；中段冷东断裂主要活动期为沙河街组三段沉积时期；南段大洼—海外河断裂主要活动期为东营组沉积时期。油气藏序列的发育也是与此相对应的。由此可知，陡坡断阶带油气藏的形成直接受控于主干断裂主要活动期。以南端的大洼—海外河断裂带为例：该亚带主断裂是大洼、海外河断层，上升盘为中央凸起南部倾伏端，其上发育两个次一级凸起。沙河街组三段沉积早—中期，凸起之间的洼槽中沉积了浊积岩；从沙河街组三段沉积末期开始，两条大断裂连为一体。东营组沉积时期断裂活动剧烈。从规模及幅度来看，是该带主要活动期（生长指数 2.0～3.8），断裂带上发育了平原—滨湖相沉积体系，在下降盘一侧，与主断裂活动同期还伴生一系列以翘倾为主的正断层切割陡坡（清水洼陷东翼），形成若干翘倾断块，并伴生断裂鼻

状构造。该带由北向南，断裂主要活动期逐渐更新，大洼断裂发育在东营组三段沉积时期，油气层也以东营组三段最为发育；其南的海外河断裂的主要活动期为东营组二段沉积期，油气以东营组二段最富集。由此看来，与大断裂主要活动期相伴生的横张断裂是沟通深部油源，导致油气富集的主要通道。

3. 中央断裂构造复式油气聚集带

该带正、负向构造相间排列，包括中央断裂构造复式油气聚集带和洼陷型复式油气聚集带。正向构造为洼中之隆——兴隆台断裂披覆背斜油气藏发育带，以及双台子断裂下降盘的断块—逆牵引背斜油气聚集带；洼陷的围翼是非背斜油气藏集中发育区，并以深陷期浊积岩油气藏以及萎缩期构造—河道砂体岩性油气藏发育为主。平面上展布规律与断陷发育一致，自北而南，含油气层位更新，南端清水洼陷以下第三系上部东营组油气层最发育。

二、大民屯凹陷复式油气聚集区（带）的类型及特征（图 1-9-20）

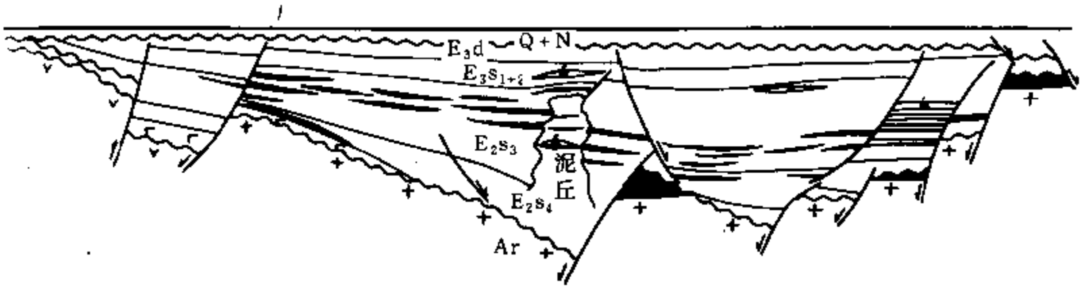


图 1-9-20　大民屯凹陷油气藏模式图

大民屯凹陷是渤海湾盆地最北端的陆相含油小凹陷，下第三系沉积面积 800 平方公里，油气十分丰富。其基本地质条件是：

第一，大民屯凹陷是一个残留型凹陷，即在湖盆深陷期的沉积面积远远大于现存的凹陷面积，地震剖面表现得非常清楚。凹陷边缘下第三系遭受强烈剥蚀，边缘探井沈 50、沈 208 井在上第三系之下直接进入沙河街组四段，残留暗色泥岩 50～200 米，缺少边缘相。因而目前凹陷保留的范围恰是沙河街组四段主力生油层的最佳部分。残留型凹陷具有两个特点：一是凹陷小，但生油岩面积大，1983 年进行多次覆盖地震详测以后，发现在沙河街组三段生油岩之下的沙河街组四段是层速度低的空白反射段，是一套比较单一的泥岩层，最大厚度达 1000 米以上，经对地震剖面连续追踪，发现泥岩层面积达 600 平方公里占残留面积的 80% 左右；二是凹陷深，生油门限浅，生油岩体积大，数字地震基岩反射波很强，基岩最大反射深度达 6000 米，比单次模拟地震最大反射深度增加 2200 多米。根据地球化学资料研究，生油门限深度为 2200 米，比西部凹陷浅 500 米，这一深一浅，使大民屯凹陷生油岩最大厚度增加 2700 米，因而残留型凹陷生油岩体积大，物质基础雄厚。

第二，大民屯凹陷是一个收缩型凹陷，多期三角洲砂体逐层前积到凹陷中心，具有构造带和洼陷带连片含油的储集条件。收缩型凹陷是指沙河街组四段沉积以后，凹陷基底开始抬升，湖盆逐期向南部收缩，地震剖面显示各期的三角洲砂体逐层扩展到凹陷中心，形成了全凹陷生油岩广布、沙河街组三段储集层叠加连片的理想组合。而沙河街组三段以上的沉积很薄，只有 1000 米左右，因此，沙河街组三段储集层埋藏浅，向深陷区储集层层位抬高，是整个凹陷连片含油的理想储集层。

第三，小凹陷有潜山和下第三系继承性发育的大型二级构造带，具备形成大型复合油气聚集区（带）的构造条件。为了搞清凹陷结构，通过加强对地震信息的处理和解释，发现小凹陷内有三个潜山与下第三系构造叠覆的大型构造带（即前进、静安堡、边台一法哈牛），其中静安堡构造带面积达200平方公里，具备形成大型复合油气聚集带的构造条件。

勘探实践表明，大民屯凹陷已经发现太古界、元古界、沙河街组三段和一、二段等七套油层，证实三个构造带皆是多种油藏类型叠加连片的复式油气聚集带，分带描述如下。

1. 静安堡复式油气聚集带

静安堡构造带位于凹陷中央，是潜山和下第三系构造叠覆的复合构造带，面积近200平方公里，已发现静北元古界潜山油藏、静安堡太古界混合花岗岩潜山油藏和东胜堡太古界变粒岩潜山油藏以及下第三系连片含油的砂岩油藏。是下辽河坳陷最富集的含油带之一。潜山带由静北、静安堡和东胜堡三个山头组成，除静北潜山是超覆在太古界之上的元古界残留向斜山之外，其余皆是太古界在大断层控制下的单断山或断块山。已探明的储量约占整个构造带探明储量的50%左右，是下辽河坳陷内面积、储量最大的潜山油藏。基岩断裂是潜山油藏形成和富集的主要控制因素，其作用为：一是控制了潜山的幅度，如胜西断层是控制静安堡和东胜堡潜山的主干断裂，该断层落差自北向南变大，北部静安堡地区落差200～300米，南部东胜堡地区落差增大到1400米，因而南部的潜山幅度大；二是潜山断裂面形成油气运移通道，是潜山储集层和生油岩相接触的供油窗口；三是断裂活动促使潜山储集层的构造裂缝发育，连通性好，产量高。

下第三系沉积超覆在潜山带之上，形成东北端抬起、向西南方向倾伏的大型鼻状构造带。沙河街组四段生油岩直接超覆在基岩上，不仅是下伏潜山的油源岩，也是上覆沙河街组三段储集层的油源岩，沙河街组三段内扇三角洲砂体和断鼻构造相配合，并被后期断层切割成三部分。在沈95—沈91块一带形成以断鼻型为主的油气藏。其次在鼻状构造的西侧围斜部位，沙河街组三段底部砂层向潜山超覆，形成超覆和岩性上倾尖灭圈闭。静安堡地区含油面积向西逐步扩大。

静2井一带是鼻状构造的第二台阶，安63、静2井沙河街组三段已发现油层，其中静2井在1701.0～1720.6米井段解释油层2层11.0米，经地层测试器测试，液面高为347.5米，折合日产液200多立方米，含水20%，和沈91、沈84块含油连片。

沈84—安12井区，处于静安堡构造带中段，该区沙河街组三段砂层发育，仅最下部的第四砂组就厚达340米。这些砂体位于边台三角洲前缘带，砂岩单层厚度大，物性好，孔隙度达21%，渗透率为$464 \sim 1164 \times 10^{-3}$二次方微米。是断槽和水下峡谷带的沉积物，古构造位置本来比较低，但沙河街组三段沉积晚期发育了一条东降的反向正断层，使该区原来的低块上升为高块，在反向正断层上升盘富集多套油气层，沙河街组三段的四个砂组普遍含油，是静安堡构造带沙河街组三段油层最厚的区块。

2. 胜东缓坡复式油气聚集带

在边台水系沿洼地南流过程中，砂体向东胜堡东侧缓坡带侧向超覆尖灭，形成超覆油藏。已钻的胜13、15、16、胜9～7等井普遍钻遇超覆油层，低部位的静7井也见到油气显示。往东南至静14井一带是边台三角洲前积砂体发育区，这类前积层，由于没有标志层，按照钻井剖面对比，往往容易把不同前积层对比成同一层位，上下错层，误认为油水关系复杂。经过综合分析研究，初步认为每个前积层可能都是一个独立的油水分布单元，在顶部含油、低部含水。因此上一个前积层底部含水，并不意味着下一个前积顶部不含油。所以在这

一带存在不同前积层顶部含油连片的可能性。

3. 边台—法哈牛复式油气聚集带

该带位于凹陷东侧，是一断阶型潜山和第三系断裂鼻状构造叠覆的复式油气聚集带。沙河街组三段沉积早期北部水系从边台入湖，在该区形成狭窄的平原相；南部法哈牛水系，形成小型扇三角洲，与断裂鼻状圈闭配合，形成岩性—构造油藏，鼻状圈闭的翼部发育着河道砂上倾尖灭油气藏，该带下伏为太古界变质岩断块山油藏。

4. 荣胜堡洼陷复式油气聚集带

荣胜堡洼陷带是多物源 状砂交汇中心，砂层平面上互相叠置，纵向上砂、泥岩频繁交错，砂层多、单层薄、多为细砂到细粉砂，因此含油井段长，不集中。该带处于沉积中心，又靠近边界大断层，因此构造和沉积现象多种多样，形成多种油气藏。法哈牛地区位于边界断层交接带，形成断层下降盘的挤压背斜构造油气藏。新沈 60 井附近，处在洼陷西侧的大单斜上，在顺倾向下滑断层的下降盘，形成滚动背斜和砂岩差异压实圈闭油气藏。洼陷中心形成沈 143 泥丘底辟构造油气藏和周围的岩性上倾尖灭油气藏。韩三家子一带形成断鼻油藏以及沉降中心砂岩差异压实和透镜体油藏。这些油气藏从洼陷周围向洼陷中心延伸，可能形成多种油藏的叠加连片。

5. 前进复式油气聚集带

前进复式油气聚集带，由大民屯—前进构造带及东坡超覆带和西侧网户屯斜坡带组成。大民屯—前进构造带呈北北东走向，基底为太古界断块山，西侧为西降大断裂，潜山面西陡东缓。新生代早期沿大断裂喷溢有厚度 100～400 米的玄武岩覆盖在潜山上，把东侧的下第三系生油岩与基岩隔开，西侧的大断裂下降盘又缺少生油岩分布，因而潜山缺乏油源，未形成油气藏。构造带在玄武岩喷发之后沉积了沙河街组四段及三段，形成了披覆背斜构造带，并受北东、北西向两组断层切割，沙河街组四段～三段的扇三角洲沉积（以河道砂体为主）自西北、西南、东南三个方向延伸到本区。扇三角洲的主体部位自沙河街组四段以上自构造带的南部向北迁移，形成了叠加连片的断裂背斜—砂岩尖灭油气藏组合。

大民屯—前进构造带东侧比较单一，古地形比较平缓，是长期的东倾单斜带。沙河街组四段、三段的砂体向上超覆，砂岩体沉积类型比较简单，断层也不发育，主要形成了三种类型的局部圈闭。北部丘形砂体，位于沈 130—沈 136 井之间，有明显的构造显示；中部沈 130～沈 63 之间的前积砂体，靠西侧反向正断层封闭；南部沈 101 以南为三角洲前缘薄层砂带，在区域单斜背景下，砂岩向上超覆尖灭，形成超覆尖灭油藏。

网户屯斜坡带勘探程度低，为一简单的向西北倾斜的斜坡，因靠近凹陷西缘，缺乏生油岩分布，尚未发现油气藏。

三、东部凹陷复式油气聚集带分布规律（图 1–9–21）

东部凹陷的深陷带位于凹陷的中央，两侧为不完全对称的斜坡，凹陷下小上大，是典型的水进式凹陷。凹陷内沉积了厚达 1000～2000 米的中生代地层，主要分布于凹陷东侧。下第三系逐层向两侧斜坡超覆。因而，东部凹陷油气分布特征主要有三点；其一是潜山油气藏不发育，因为下第三系油源很难通过巨厚的中生界和新生代早期的玄武岩进入基岩储集层之中；其二是凹陷中央受控制凹陷发育的断裂长期活动的影响，没有形成比较稳定的大型碎屑岩沉积体系，砂体分布范围小而厚度薄。因而多为在一定构造背景下形成的砂岩上倾尖灭油气藏，而且油气沿断裂纵向运移明显，使油气层发育井段长而关系复杂；其三是下第三系生油区主要分布于中央深陷带，受油源区控制，各地区油气贫富差异较大，以深陷带内的中央

构造带油气最为富集。

1. 中央断裂构造复式油气聚集带

该带位于凹陷中央地带，由北至南受北东走向主断裂作用而形成了数个断裂背斜构造，断裂的主活动期为构造发育定形期，同时也形成了此时期的主要含油层系。如中段青龙台构造带，沙河街组三段沉积中期断裂活动剧烈，沙河街组三段中部构造幅度较大，油层也最发育。因而该带油气层发育展布特点是中段发育早（以沙河街组三段油层为主）、南北两端发育晚（以沙河街组一段、东营组油气层为主）。构造主体部位为断块—背斜油气藏；构造翼部发育浊积岩、扇三角洲前缘相砂岩、平原相河道砂岩上倾尖灭油气藏。

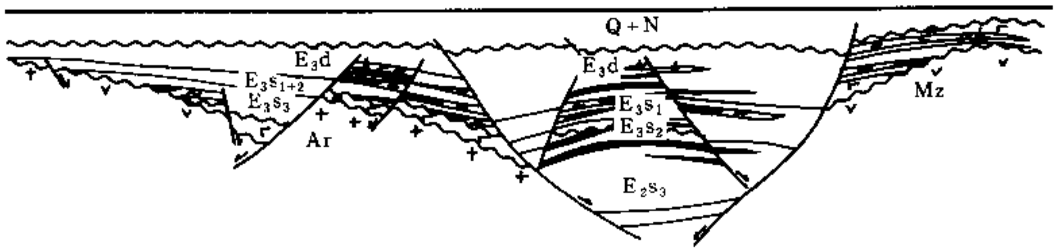


图 1—9—21　东部凹陷油气藏模式图

2. 西部斜坡复式油气聚集带

东部凹陷的西部斜坡是一个长期发育的继承性斜坡。下第三系发育冲积扇及洪积型扇三角洲并逐层超覆于斜坡带，成油条件比西部凹陷缓坡带差，油气远不如西部凹陷缓坡带富集。油气藏序列及类型较单一，由于油源主要来自下倾部位的同期生油岩，因而，除北段茨榆坨断裂半背斜油气藏外，以沙河街组三段岩性—地层超覆、构造—地层超覆油气藏为主，如西坡董家岗油藏。由此可以看出，在该带寻找油气藏的关键是发现沙河街组三段的局部洼槽—湖相区。如该带北段茨榆坨断垒带，在沙河街组三段沉积时期发育茨 41、茨 30、茨 2 块等三个古隆起，南高北低，北部沙河街组三段沉积较厚，发育局部湖相区。因而，沙河街组三段油气藏主要分布在北部。

3. 东部陡坡复式油气聚集带

凹陷东侧断裂剧烈活动，断距达 1000 多米，由北至南可分为三段，在构造发育及沉积条件、油气分布方面都有较大的差异，南北两端为陡坡断阶带，中段则为陡坡超覆带。

（1）头台—沈旦堡断阶带　东坡北端的头台西侧大断裂最大断距可达 3000 米，西侧发育长滩凹陷，东倾上升盘被北西向断裂切割成向西南倾没的数个断阶，基岩为太古界混合花岗岩，沙河街组三段超覆不全，岩性厚度变化大，形成受断层切割的鼻状披覆构造，存在构造断块—砂岩尖灭油藏，已获油气显示或低产油流。长滩为一长期发育的洼陷，因而，预测面向长滩的低断阶有非背斜圈闭油气藏存在的可能

（2）驾掌寺断阶—砂岩上倾尖灭油气藏发育带　驾掌寺断阶带发育于驾掌寺洼陷的翼部，受北东向主干断裂—驾东断裂系控制，并被若干北西及近东西向横断裂切割成若干断块。沙河街组一段由北部物源水系形成三角洲前缘滩坝砂岩体；沙河街组三段上部由东侧物源水系供给的平原相河道砂体，在低断阶发育成断块—砂岩上倾尖灭油气藏。沙河街组一段滩坝砂体为主力油层。

(3) 界东斜坡超覆带　位于东坡中段，区内的营口—佟二堡断裂自中生代以来，长期剧烈继承性活动，断裂西侧为一斜坡超覆带，下第三系上部逐层超覆在中生代地层之上，并被北西、东西向断裂切割成数个断块，基岩为太子河古生界向斜的西翼，可能形成中生界的岩性与超覆油气藏、古生界的岩性与断块油气藏。目前已钻佟2井、柳参1井，在中生界凝灰岩中见油气显示。

4. 凸起型复式油气聚集带

夹持在东、西凹陷之间的中央凸起带，由北向南倾状，沙河街组超覆在南翼，东营组披覆其上，此带油源主要来两侧生油洼陷（清水、二界沟），因而横张性断裂发育与否是油气聚集的重要地质条件。凸起带次一级古突起——海外河、小洼、榆树台长期继承性发育，至东营组沉积中期才沉没于浅水之下，以泛滥平原相为主。构造主体部位发育背斜型油藏，翼部发育砂岩上倾尖灭、超覆油藏。

第十章　天　然　气

下辽河坳陷有丰富的天然气资源，目前探明气层气地质储量已占全国第二位，成为我国重要的天然气生产基地之一，按照天然气勘探指导思想和对地下认识的阶段性，大致经历了三个发展阶段：即油气兼探，以气为先的早期阶段；油气兼探，以油为主的阶段和油气并重；兼探为主、分探为辅的阶段。

第一节　勘探阶段划分

一、油气兼探，以气为先的早期阶段（1965～1975年）

地质部在1964年钻辽1井时，在下第三系见良好的油气显示，揭开了下辽河坳陷寻找油气的序幕。1965年7月，首先在东部凹陷南部的大平房构造获工业性气流，辽2井在东营组1061～1067.2米井段日产气15499立方米，肯定了下辽河坳陷是一个很有希望的含油气区。至1966年底，在东部凹陷的牛居、欧里坨子、热河台、黄金带、大平房、荣兴屯及西部凹陷的田家镇构造共钻探井13口，在5个构造有7口井发现油气层，共获油层20层60.6米，气层46层132.3米，并在荣兴屯的辽3井东营组2027～2065米井段，日产油7.87吨，气14862立方米；1941.4～1975.8米井段日产油160.6吨，气4603～28908立方米。显示了本区油气勘探的良好前景。

在石油工业部接替下辽河坳陷油气勘探的开初几年中，通过新井钻探和老井测试，在东部凹陷继大平房、荣兴屯后，又在欧里坨子、热河台、于楼、黄金带等构造获工业气流或油气流；西部凹陷兴隆台构造获高产油流，反映出下辽河坳陷下第三系油气资源丰富，有油又有气，天然气勘探有很大潜力（表1–10–1）。

在辽河石油会战一周年工作总结中，提出要处理好找油与找气的关系，认为“油气并存是辽河油田主要特点之一。在油田勘探、开发上必须油气并举，统筹兼顾，既拿气保鞍钢，又拿油保盘炼，但从全局出发拿气是主要的，拿气先于拿油”。应该“在思想上把找气、拿气放在勘探、开发的首位。”这一阶段大致延至1972年，在当年的勘探、开发部署中贯彻这一方针。

当时尽管是油气并举，但对找气十分重视，正因为如此，天然气勘探取得了较好效果。到1972年底，按热当量值计算，当年油、气产量比值为1.4：1，与现在世界总的油、气产量比值平均为1：0.68大致接近，与苏联，美国（油、气产量比值1：1）等产油、气大国相比，差距亦不很大。

在此期间，油气勘探取得明显进展，特别是1969年在西部凹陷发现兴隆台高产油气田。1970年6月，黄金带、热河台油气田正式向鞍钢供燃料用气，为钢铁工业发展作出了贡献。1971年，兴隆台油气田开发区投入生产，同时开始向台安县一些小化肥厂提供原料用气。1972年2月，大民屯凹陷沈5井首次获工业气流；12月大平房油田的大浅1井，首次在上第三系明化镇组获工业性气流，发现了浅部含气层系；1972年12月25日，兴隆台油气田的兴213井钻开潜山时发生强烈气喷，用钻杆完井，初期日产凝析油110吨，天然气

80 万立方米成为下辽河坳陷第一口千吨级的油气井，也是该区发现的第一个较大规模的凝析油气藏，为在较深层位寻找原生油气藏指明了方向。

随着勘探开发的进展，天然气地质研究逐步开展，取得了初步认识。

表 1-10-1　勘探早期部分井测试数据表

构造	井号	井段(m)	层位	工作油嘴(mm)	日产量			测试时间
					油(t)	气(10^4m^3)	水(m^3)	
欧里坨子	辽 12	1579～1669	$E_3s_1^{中}$	10		18.4		1967.9
热河台	辽 11	1540～1556	$E_2s_3^{上}$	10		15.7		1967.8
	辽 6	1712～1713	$E_2s_3^{上}$	10		22.2		1968.1
于楼	于 1	2100～2221	$E_2s_3^{上}$	10.5	111.2	10.3	64.4	1968.11
黄金带	黄 1	1627～2082	E_3d_3–$E_3s_1^{上}$	10	27.9	9.2		1968.9
	黄 4	2325～2355	$E_3s_1^{中}$	10	54.0	14.4		1970.3
	黄 5	2295～2355	$E_3s_1^{中}$	12	未测	26.0		1970.1
兴隆台	兴 1	1753～1786	$E_3s_1^{中}$	8	152.4	1.0		1969.9
	兴 5	1833～1884	$E_3s_1^{下}$	6	少量	6.9	19.2	1970.8

1. 天然气分布特点

到 1970 年，对东部凹陷南部地区和西部凹陷兴隆台构造进行钻探，发现三套油气层。其中东营组（田庄台组）主要是气，分布在兴隆台、黄金带、大平房、荣兴屯等构造中。沙河街组一、二段（沙岭组）有油有气，气层分布在欧里坨子、热河台、黄金带、桃园、兴隆台等构造中。沙河街组三段（热河台组）、四段主要为油层，局部天然气富集。这些构造开始钻探时，一般都先打高点，而且井深不够。由于受当时勘探程度和认识的限制，认为气层气仅存在于构造的顶部，分布面积小，并且多为透镜体；构造下部是油，上部是气；后期发育起来的高断块有利于次生气藏富集（黄 1 块），要在早期发育的古隆起找油藏。

1972 年，继续在黄金带、热河台、兴隆台、大平房等一些构造进行勘探，发现了大面积的气层分布，并获工业性气流，研究思路有所开阔，指出了天然气分布与断层有关，总结了天然气分布的三个特点：

①“古高断”（早期发育的高断块），有利于长期油气运移、储集，富集成高产断块；

②“晚高断”（晚期发育的高断块），有利于油气重新分配，次生气藏富集：

③“早低断”（早期发育临近洼陷的低断块），有利于原生气藏富集。并认为天然气沿断层向两侧运移，富集在断层两侧浅层高部位，断层断开层位愈高，天然气爬得愈高。

2. 气藏类型

1972 年，兴隆台、黄金带、热河台三个油气田已进入油气详探、开发阶段。在对油气藏类型的认识上，澄清了过去对圈闭分类和油气水组合类型分类二者混为一谈的概念。例如

油气藏类型分类：1971年以前划分为气藏、气顶油藏、岩性油藏；1972年较详细地划分为层状气藏、气顶油藏、带油环气藏、油气藏。之后，根据油气水组合类型划分为油藏、气顶油藏、边水油藏、边水气藏；根据油气藏圈闭类型划分为构造、地层、岩性、复合型圈闭类型油气藏。虽然没有专门研究气藏的产状、圈闭特点，而油气水组合分类和圈闭分类的概念，已澄清。

3. 天然气性质

通过1970年黄金带构造的钻探，发现本区天然气既有干气又有湿气，改变了以往"下辽河盆地气层气均属干气性质"的认识。1972年兴隆台构造的钻探，又把天然气性质划分为轻气（相对密度小于0.6，甲烷含量大于85%）和重气（相对密度大于0.81，甲烷含量为65%左右），并指出天然气性质具有下重上轻的特点。

4. 气藏开采特点

1972年，根据热河台气藏几年来开采的现状分析，总结出四条特点。

(1) 产量递减快　月递减为0.71～0.88，水对气产量干扰大。例如热河台构造热9井投产20天见水，见水半个月后气产量由8万立方米下降到4万立方米，日产水上升到30立方米；3个月后日产气下降到1.8万立方米，日产水上升到115立方米。

(2) 压降快　一般地层压力月压降为1.4～5.4兆帕。流动压月压压降为0.9～0.6兆帕。例如辽12井累计生产100天，平均1天下降0.1兆帕，辽6井开采46天，静压下降8.4兆帕，平均一月下降5.5兆帕。

(3) 见水快　含水上升速度快，无水采收率低。无水采气期一般为8～94天，无水采收率为3.4%～7.9%，水上升速度2.5～26.2每日立方米。

(4) 水淹快　气井见水后出砂严重。例如辽6井、辽12井，气井水淹后很快停喷，并且见水后出砂严重，最终采收率仅为61%～58%。

认识中还指出采用地层压降法与容积法计算的天然气地质储量差异大。

随着该区勘探开发形势的进展，研究工作逐步引向深入。例如浅层次生气藏受断层控制断层使油气重新分配等的认识，为后来天然气的进一步勘探，打下了一定基础。

由于钻探程度和一些分析化验项目不全，缺乏对天然气分布特点及成因类型的研究。对浅层气均认为是次生气，把深层凝析气藏也误认为是轻质油藏，对断块气藏复杂的油气水组合特点及分布规律也认识不够。由于当时缺乏钻探试气经验，使一些高压气井发生井喷事故。例如黄5井1969年11月25日射孔发生井喷，奋战25小时27分钟才制服井喷。兴213井至今还是钻杆畅喷采气。

二、油气兼探，以油为主的阶段（1973～1986年）

1973年是油气勘探取得重要进展的一年。区域广探在西部凹陷、大民屯凹陷全面展开，并广泛见到油气显示。油田详探方面，不仅扩大了含油气面积，而且出现28口高产井，特别是继兴213千吨级油气井之后，又出现了兴411、马20日产千吨以上的高产油井。表明盆地具有优越的石油地质和高产富集条件，增强了找油找气意识，"深浅兼顾，油气并举，有油要油，有气要气，油气一起算"。这是由以气为先变为油气并重的转折。以后的10多年中，随着国家的需要，人们逐渐把主要注意力放到以找油为主的目标上来。在这一思想指导下，尽管天然气随着石油勘探的发展亦取得较快的发展，但在油、气储量或产量构成的热当量比值上都产生明显变化。到1986年底累计探明油、气地质储量的热当量比值为10：1，而当年油、气产量的热当量比值（按工业气为准）为6.7：1，显然，油的比重已大

大超过天然气。天然气增长速度明显落后于原油的增长速度。但仍高于全国平均水平（全国总的储量油、气比为17：1，油、气产量比为10：1）。

至1986年，本区石油地质储量和年产量均跃居全国第三位，天然气的储量亦位列全国第二位。并在西部凹陷南部的齐曙下台阶、双南等地发现了储量规模较大的凝析气藏，就天然气来说，也进入了勘探、开发的兴旺期。

在此阶段天然气地质研究有所加强，深化了对地质规律的认识。

1. 天然气分布

实践表明，下辽河坳陷是资源十分丰富的含油气盆地，以油型气为主，因此，在分布上具有鲜明的特点。

(1) 油气共生并存　纵向上油气层交互出现，深部较浅部气层相对更为发育，前者多为原生气藏，后者多为次生气藏。例如马深1井在沙河街组三段4184～4329米井段试气获低产气流；浅部如大平房构造的大浅1井在上第三系明化镇组639～648米井段试气获工业性气流，此外，兴隆台地区东营组主要是次生气，而东部凹陷的牛居、黄金带地区油气层均发育。

(2) 气层发育部位含气井段长、气层厚　例如兴隆台构造兴86井含气井段长达1272米，气层达43层154.2米。黄金带构造的黄5井解释气层77层厚度达200米。

(3) 具有多套含气层系　自下而上共发育11套含气层系，其分布和天然气性质、类型既有共性，亦有差异:

1）太古界：主要分布在西部凹陷的兴隆台、齐家潜山，属轻烃资源十分丰富的凝析气顶气藏。

2）侏罗系梨树沟组：分布在东部凹陷三界泡潜山带上，界3井2028.2～2046.2米井段中日产气6290m^3，为煤型气。

3）下第三系沙河街组四段：主要是地层超覆气藏和砂岩上倾尖灭气藏，局部构造小高点构造圈闭气藏。分布在潜山周围和西部凹陷曙光地区斜坡部位及齐—曙下台阶，多为气顶气藏。

4）沙河街组三段下部：分布在西部凹陷北部，是断裂鼻状构造-岩性气顶气藏。为干气性质。

5）沙河街组三段中部：分布在西部凹陷曙光构造曙一区、欢喜岭、双台子等地区。以构造—岩性圈闭的凝析气顶和气顶油气藏为主，主要是湿气，具有原生气藏特点，分布在气源岩附近。

6）沙河街组三段上部：主要是干气性质的边水气藏，多为生物成因气。分布在热河台、青龙台、双台子、欢喜岭等构造和大民屯凹陷。受构造、岩性控制明显。

7）沙河街组二段和一段下部：主要是原生气顶和凝析气顶气藏。西部凹陷南部和东部凹陷北部地区最富集。双台子和双南构造为凝析气顶气藏。是轻烃资源富集的湿气。大民屯凹陷荣胜堡洼陷泥拱构造顶部，亦分布这类气藏。

8）沙河街组一段中部：为次生边水气藏，属干气。分布在兴隆台、欢喜岭、黄金带、热河台、牛居等构造，多分布在晚期构造断裂活动发育的构造高部位，为沿断层上移而成。亦有的分布在气源岩埋藏较浅的（<2800米）沼泽相地层附近，多为生物成因气。例如东部凹陷中段欧里坨子构造。

9）沙河街组一段上部：分布在黄金带、牛居、兴隆台等构造，以次生边水气藏为主，

属于气性质。

10）东营组：分布在兴隆台、欢喜岭、双台子、黄金带、牛居、大平房—荣兴屯和红星等地区。以油型气次生边水气藏为主，多沿晚期断层上移而成，受断层—岩性控制。部分地区在沼泽相地层中，有受岩性控制的生物成因气分布、均属干气。

11）上第三系明化镇组：仅东部凹陷南部地区大平房构造获工业气流、为次生气藏，属干气性质。

上述含气层系在平面上叠置，分布状况见图 1-10-1。

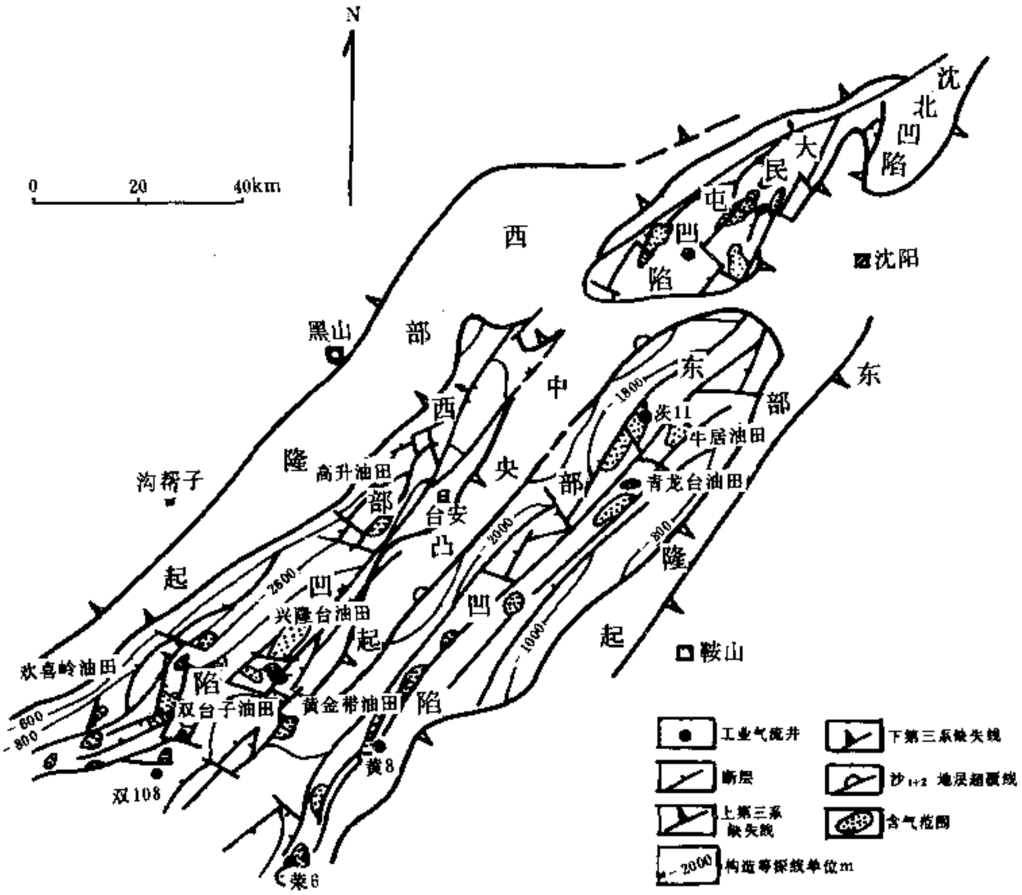


图 1-10-1　下辽河坳陷天然气分布图

2. 天然气地球化学特征

本阶段天然气地质研究首次开展了以油为主要对象的油气资源评价，对生气源岩在发育分布的宏观研究上，开展了热模拟试验和常规地球化学指标分析，进行了镜质体反射率测定；对气体开展了碳同位素测定，从而对天然气地球化学特征的认识有所深化，特别是对源岩地球化学特征的认识前进了一大步。

（1）大面积、多类型的源岩发育，奠定了多种成因类型天然气生成的物质基础　下辽河坳陷具有自上古生界石炭—二叠系、中生界侏罗系到新生界下第三系等六套气源岩，可分为两大类，一类是石炭—二叠系、侏罗系、下第三系沙河街组三段上部及东营组等四套以生气

为主的源岩，主要是沼泽相的含煤地层，干酪根类型是$Ⅱ_B$—Ⅲ型，对生物气、煤型气和凝析气的生成十分有利；另一类是沙河街组四段—三段中部、沙河街组一、二段等两套生油生气源岩，它们多为浅湖—半深湖相沉积环境下的产物，源岩干酪根类型为Ⅰ—$Ⅱ_A$型为主，有利于油型气的形成。各套源岩的地球化学特征如下：

1）石炭—二叠系：下辽河坳陷东部凸起及东部凹陷东侧晚古生代与华北地区一样属海陆交互沉积环境，曾形成一套煤系地层。该凸起北端红阳煤田发育的正是这套煤系，煤化程度较深，多为无烟煤，分布面积大，约340平方公里，可能延伸到本区东斜坡及凹陷中。

2）侏罗系：中生代晚期，在现今东、西凹陷外侧，沉积了含煤碎屑岩和中酸性火山岩建造，局部地区暗色泥岩很厚，达500多米（中3孔），煤层厚达80多米（千6井）。

这套地层有机碳含量一般为0.26%～3.36%，氯仿沥青"A"为0.004%～0.511%，总烃含量10～2083ppm。饱和烃色谱—质谱分析，在甾烷组分中以C_{29}甾烷占优势，其含量基本都在50%以上；原生萜烷含量亦很高，最高达71%。芳香烃色谱—质谱分析以及饱和烃的色谱分析表明，前者稠环烃含量高，二环萘含量低，三环菲、四环䓛、五环苯并萤蒽、苯并芘及苝含量较丰富；后者具有高姥／植比（>1）、低植／nC_{18}比（<1）和低姥／nC_{17}比（<1）特点。这些特点均反映了以陆源高等植物为主、以低等水生生物为辅的沉积环境。

这套地层演化程度较高，其R_o值一般为0.74%～1.25%，OEP在2800米以下已小于1.3，总的特点从热解气阶段向高成熟热降解C—C键裂解的气煤—肥煤演化阶段发展。

3）下第三系：早第三纪发生多期构造断裂活动，由于各期活动的强度、沉降速度、物源补给的差异，形成了不同的古地理环境和不同类型气源岩的分布。

沙河街组四段—三段沉积中期为浅湖—半深湖沉积，形成了本区最重要的油型气气源岩，多为巨厚深灰、褐灰色泥岩，夹砂岩、砂砾岩，泥岩段中油页岩，泥灰岩发育。

沙河街组三段沉积末期湖水收缩，大民屯凹陷、东部凹陷出现泛滥平原沉积体系，沼泽广泛，并夹有褐煤、长焰煤煤层，桃6井富含腐殖质泥岩厚度大于480米，其中夹长焰煤43层77米，尚未钻穿，是一套重要的生气岩系。

沙河街组二段——段沉积早期湖盆再次下陷，以浅湖相沉积为主，形成一套巨厚的生油、气岩系，一般厚度为300～600米，最大钻遇厚度865米未穿。大部分地区为暗色泥岩夹砂岩，或砂、泥岩互层沉积，沙河街组一段沉积中、晚期，湖盆水体又一次收缩。

东营组沉积时期除局部地区（东、西凹陷南部）曾出现短暂浅湖相沉积外，大部分地区为泛滥平原相沉积。其中东部和西部凹陷南部地区为沼泽相，炭质泥岩和褐煤广泛分布，是生物成因气的气源岩。

(2) 从轻烃分析看热演化状况　通过马深1井轻烃分析剖面可以看出：在小于2700米井段，C_1～C_4（气态烃）含量高，最高达83%，液态烃含量很低；2700～3000米是过渡阶段；在3000～4400米气态烃含量低，环烷烃、即液态烃含量迅速增高；而大于4400米井段，液态烃含量又减少，反之气态烃含量有增高趋势，而且甲苯含量迅速增加（图1-10-2），这表明随着埋藏深度增加，单环芳香烃增加，芳构化加强，C—C键断裂向低分子气态烃方向转化。

在剖面上的上述演化特点，反映了由浅至深热演化程度由低到高的演化规律，与之相应形成生物气、油型气和高成熟阶段的凝析气。

(3) 源岩中含陆源有机质是下辽河坳陷天然气丰富的重要因素　下辽河坳陷早第三纪发育的三个凹陷的沉积环境自成系统，其共同特点是物源多、水流短、坡降大、水动力强、

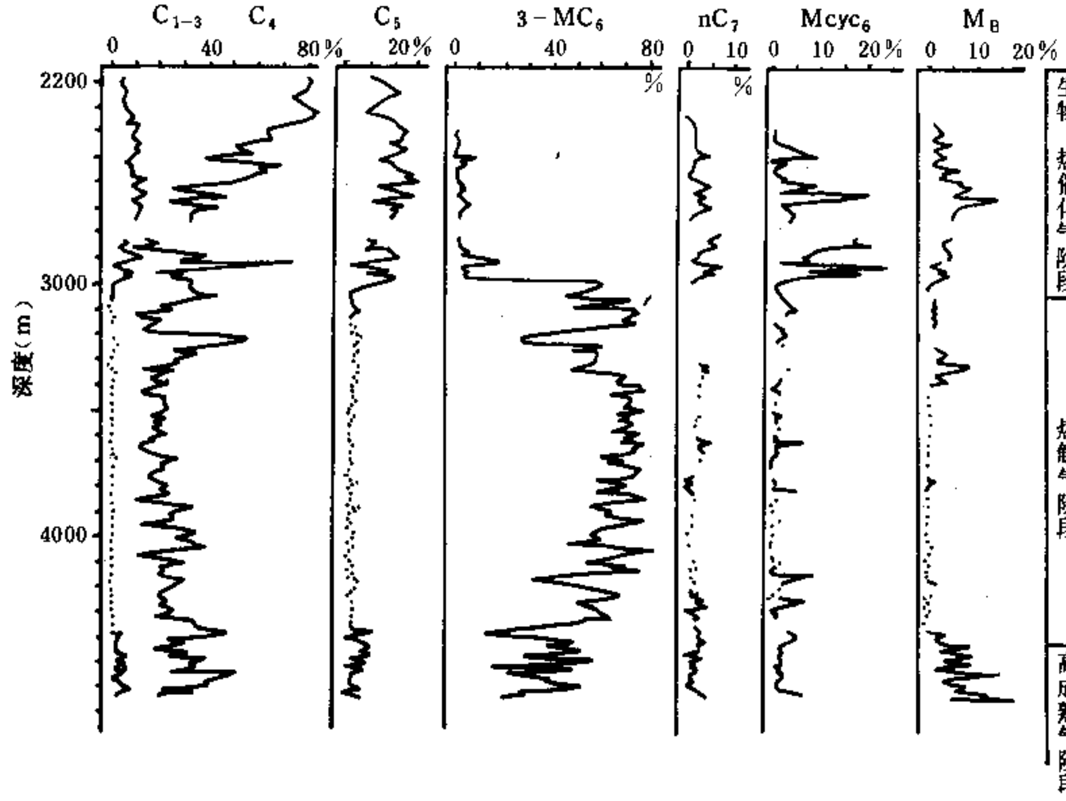


图 1-10-2　马深 1 井部分轻烃纵向分布图

不同时期都有大量陆源有机质进入湖盆、即使是深水环境亦不例外。源岩干酪根类型一般Ⅰ型很少，$Ⅱ_A$—$Ⅱ_B$型较多，其次是Ⅲ型。总的来看，是以混合型为主体的干酪根类型。而在层系上和平面上的分布又各有差异：例如东营组和沙河街组三段上部主要是$Ⅱ_B$—Ⅲ型；以凹陷为单元，西部凹陷类型以$Ⅱ_A$型为主，而大民屯凹陷和东部凹陷则为偏腐殖的混合型为主。实验表明，$Ⅱ_B$—Ⅲ型干酪根有利于生气，Ⅰ—$Ⅱ_A$型有利于生油，而下辽河坳陷独特的沉积环境决定了不仅$Ⅱ_B$—Ⅲ型干酪根富含陆源有机质，而且在$Ⅱ_A$型干酪根中陆源有机质亦较丰富，镜质体含量较高，仅次于类脂体。按不同显微有机组分的热模拟实验，镜质体的产气率远高于丝质体，而次于类脂体（见表 1-10-2)。

表 1-10-2　不同显微有机组份热解产气率

显微组分	镜质体（抚顺）	丝质体（阜新）	类脂体
产气率（ml / g)	188	13.9	483

（据赵庆波，1985)

下辽河坳陷偏腐泥混合型干酪根源岩中，类脂体含量为 65.2%～83.8%，镜质体为 12.1%～31.3%，当热解温度较低时，其产气率不如Ⅲ型干酪根（见表 1-10-3)，而当达到

生油阶段（即模拟温度在350℃时），则$Ⅱ_A$型的生气率明显增大，可达54～81立方米／吨，腐殖型干酪根（类脂体含量0～6.1%）相同温度的生气率为56立方米／吨（见表1-10-4）。

表1-10-3　下辽河坳陷不同干酪根类型　300℃时产气率

凹陷	井号	层位	类脂体(%)	壳质体(%)	镜质体(%)	惰质体(%)	类型	产气率(m^3/t)
大民屯	沈111	$E_2s_3^{上}$	6.1	0.9	89.5	3.5	Ⅲ	42
东　部	龙14	$E_2s_3^{上}$	/	2.9	82.5	14.6	Ⅲ	34
西　部	欢2-10-221	E_3s_2	65.2	1.2	31.3	2.3	$Ⅱ_B$	23
西　部	欢2-5-15	E_2s_4	83.8	2.9	12.1	1.3	$Ⅱ_A$	12

（据赵庆波，1985）

表1-10-4　干酪根热模拟数据表

样品	300℃		350℃		400℃		450℃		500℃		600℃	
	R_o(%)	气态(m^3/t)	R_o(%)	气态(m^3/t)	R_o(%)	气态(m^3/t)	R_o(%)	气态(m^3/t)	R_o(%)	气态(m^3/t)	R_o(%)	气态(m^3/t)
西部 $E_3s_2(Ⅱ_B)$	0.45	23	1.66	81	2.62	130	3.24	163	4.94	188	8.04	238
西部 E_2s_4 $(Ⅱ_A)$	0.50	12	1.68	54	2.80	111	4.00	149	4.39	171	7.21	174
东部 $E_2s_3^{上}$(Ⅲ)	1.00	34	1.79	56	2.56	108	3.10	134	3.89	153	4.58	262
大民屯 $E_2s_3^{上}$(Ⅲ)	1.14	42	1.75	56	2.61	100	3.30	119	3.72	152	4.64	232

正是由于上述原因，下辽河坳陷天然气资源丰富，不仅存在大量气藏气，而且大量油藏中的气油比普遍较高，最高达320立方米／吨，且气顶发育。

3. 天然气藏类型

(1) 气藏类型的划分　对于气藏类型的划分，不同划分原则有不同的类型命名。根据圈闭成因及其形态特征，把当时发现的各类气藏归纳为四类十亚类（表1-10-5）。

(2) 断裂对气藏形成及分布的控制作用　断裂活动有利于天然气藏的形成，也对原来的油气藏进行改造，使其受破坏并重新聚集成次生气藏。主干断裂控制凹陷的形成与发展、沉

积物的堆集与埋藏、生油岩的形成发育和有机质热演化进程，而二级断层主要形成构造带，并被更次一级派生断裂切割复杂化，形成具断块特点的油气聚集带。例如黄金带油田沙河街组一段中部7号层，在一个完整背斜构造上被后期断裂切割成4个含油、气断块，高块为气藏（黄103井），中部气顶（黄8-8井）、或凝析气顶（黄11-9井），低块为油藏（黄32井），形成了各自独立的油气藏含油气井段随断层落差增大（见图1-10-3）。

表1-10-5 下辽河坳陷气藏类型分类表

圈闭类型	气藏类型	埋藏深度 (m)	含气面积 (Km^2)	气层厚度 (m)	含气幅度 (m)	分布程度	主要油气水组合类型
构造圈闭	断裂背斜	1400～2700	0.3～3	6～50	10～125	多	气顶气藏、边水气藏
	断裂鼻状构造	1600～2500	0.4～2	17～27	20～100	少	气顶气藏
	断层遮挡	1000～2900	0.1～2.1	0.3～45	20～10	多	凝析气藏、气顶气藏、边水气藏
地层圈闭	地层超覆	2500	0.8	6	50	少	边水气藏
	潜山	2400～2600	2.4	120～150	190～230	少	凝析气藏
岩性圈闭	砂岩透镜体	1000～3200	0.04～0.2	1～8	2～40	多	纯气藏,边水气藏
	砂岩上倾尖灭	1200～3500	0.1～2.2	1～10	2～100	多	边水气藏,气顶气藏
复合型圈闭	断层—岩性	1200～3500	0.07～1.3	0.3～70	2～80	多	纯气藏,气顶气藏
	断层—地层超覆	1800	1.6	12	80	少	气顶气藏
	断裂鼻状构造—岩性	1500	5.5	18	160	少	气顶气藏

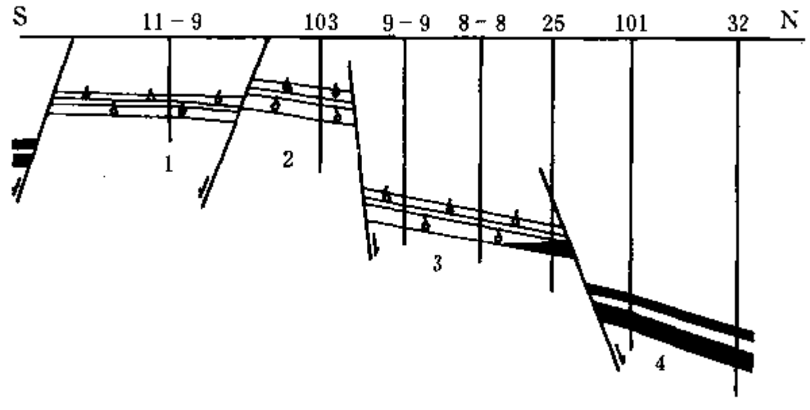


图1-10-3 黄金带E_3s_1中油气藏剖面图

1—凝析气藏；2—气藏；3—气顶气藏；4—油藏

天然气分布的主要特点是构造顶部最富集，而构造顶部又被网格状断层切割，使平面同一砂体，在相邻断块内，油气水组合类型、油气性质和压力各有差异，即成为宏观构造控制和局部断块控制的复式气藏。例如兴隆台构造顶部某断块区沙河街组一段下部 4 号层复式油气藏的分布，就是纵向上各层油气水组合类型、含气面积与储量大小也差异很大的各种类型气藏的有机组合。(表 1–10–6 和表 1–10–7)。

表 1–10–6 兴隆台北部断块区 $E_3s_1^{下}$ 四号层复式油气藏分布

断块	油气藏类型	油气界面深度 (m)	油水界面深度 (m)	地层压力 (MPa)	相同油嘴单井日产气 (10^4m^3)	原油性质				天然气	
						密度 (29℃) g / cm^3	粘度 (50℃) (mPa · s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	CH_4 (%)	相对密度
兴 209	大气顶	−1744		18.3	13					94.7	0.60
陈 1	边水气藏			17.8	9					98.3	0.57
兴 212	气顶	−1760		18.2		0.88	10.91	27	8.4	96.8	0.59
兴 21	边水油藏		−1840	18.7		0.89	1.68	−20	3.3	89.6	0.65
兴 41	水层		水顶 −1820								

表 1–10–7 兴 28 块 $E_3s_1^{中}$ 复式油气藏分布

层号	油气藏类型	含气面积 (km^2)	气层厚度 (m)	含油面积 km^2
1–3	边水气藏	0.33～0.19	1.4～1.8	
4	气顶气藏	1.10	2.6	2.6
5–7	边水气藏	0.60～0.89	2.3～0.9	
8	气顶气藏	0.40	2.7	0.8
9–10	边水油藏			0.4

(3) 气藏的高产条件　以往认为构造顶部高产。近几年的进一步勘探、构造围斜部位也有高产块。主要是构造与有利岩相带的有机配合。分析 40 多个高产区块后认识到，高产气井主要分布在三种类型的构造—岩相带叠置部位上。即：

1) 扇三角洲或浊积扇主体部位与构造叠置区：如欢喜岭油田锦 2–5–10 井位于沙河街组三段大凌河油层浊积扇主体部位，在 2492.2～2555.4 米井段日产气 17840 立方米，凝析油 55.6 吨；兴隆台构造顶部的兴 55 井，位于沙河街组一段扇三角洲主体部位，射开气层 18 层 40.4 米，日产天然气 162691 立方米。

2）泛滥平原相或河道砂体与构造主体部位叠置区：如黄金带构造黄5井在东营组1869.2～2221.8米井段日产气173100立方米（属于沿断层上移的深层气）；双台子构造双76井在东营组1958.4～1966米井段日产气118642立方米（属生物成因气）。它们都在构造高点部位。

3）冲积扇末端部位与构造主体部位叠置区：如茨榆坨油田上的茨15井，在2131～2142米井段日产气104926立方米，凝析油5.3立方米；牛23–22井在东营组沉积时期处在牛居—三界泡冲积扇的末端，是一套灰绿色泥岩夹砂砾岩，单层厚度2～5米，在1826～1830米井段日产气171610立方米。

4. 天然气原始组分及开采中的变化

（1）天然气原始组分的分布特点　受各期构造断裂活动影响，在油气多次运移聚集过程中，天然气原始组分中的甲烷含量有差异。

1）不同油气藏类型中的差异：根据下辽河坳陷不同类型油气藏的天然气原始组分统计，甲烷在不同类型油气藏中有着明显差异，一般地说，边水气藏、纯气藏甲烷含量高于气顶气藏；气顶气藏又高于油藏和气顶油藏；凝析气藏中甲烷含量最低（见表1–10–8）。

表1–10–8　不同类型油气藏 CH_4 含量统计表

气藏类型	CH_4 (%) 平均	CH_4 (%) 分布区间	备　注
气　藏	98	>90	含边水气藏、纯气藏和气顶气藏
油　藏	83	75～97	含边水油藏和纯油藏
气顶油藏	77	75～97	
凝析气藏	72	70～80	

另外，在甲烷与其同系物的比值关系图上亦反映出上述变化规律（见图1–10–4，图1–10–5）。

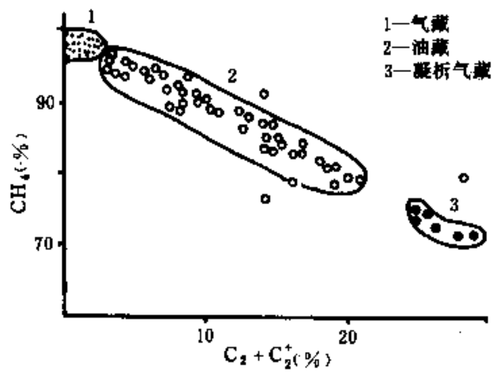


图1–10–4　CH_4 与 $C_2+C_2^+$ 关系图

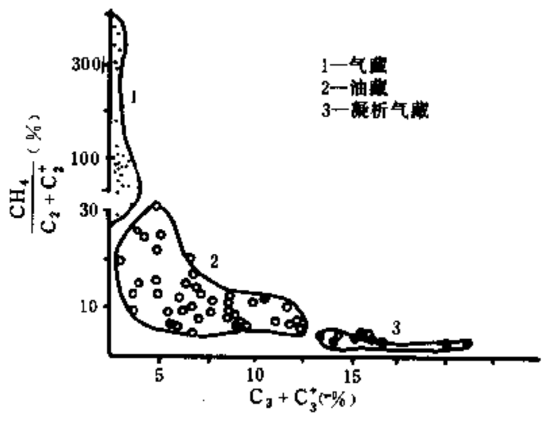


图1–10–5　CH_4 / $C_2+C_2^+$ 与 $C_3+C_3^+$ 关系图

2）不同层位上的差异：具有多套含气层的构造，纵向上由深至浅甲烷含量增高，例如兴隆台构造在早第三纪经历了四次大的构造断裂活动，形成了潜山、沙河街组三段、沙河街组二段、一段下部、一段中上部、东营组等五套油气层。油层溶解气和气层气中甲烷含量均表现逐层升高。

3）不同构造部位的差异：由斜坡低部位向高部位甲烷含量升高。例如位于西斜坡中段的曙光构造，地层倾角 11～13 度，低部位面临盘山生油气洼陷，沙河街组四段杜家台油层由低部位向高部位油藏溶解气原始组分甲烷含量明显升高（见表 1–10–9）。

表 1–10–9　曙光天然气原始组分分布表

井号	井距 (m)	油层中深 (m)	CH_4 (%)	CH_4/C_2^+	iC_4/nC_4	相对密度
4–10–4		886.7	95.58	30.15	0.58	0.59
4–9–5	500	965.1	94.55	19.30	0.49	0.61
4–9–6	500	1084.5	92.95	16.08	0.44	0.62
4–8–7	500	1168.8	92.80	14.13	0.40	0.63
4–6–7	1375	1477.5	91.63	12.55	0.43	0.63
4–5–7	650	1605.1	91.61	11.82	0.30	0.65

由低台阶向高台阶甲烷含量升高，在断裂背斜构造带上，同一套含油气层由临近生油气洼陷的构造低台阶，即构造翼部向顶部原始气组分中甲烷含量升高。例如兴隆台断裂背斜构造带，其基本构造形态是沿长轴方向被近东西向断层切割成向南下降的几个台阶，由马 70 低台阶向构造顶部兴 209 高台阶甲烷含量明显升高（表 1–10–10）。

表 1–10–10　兴隆台沙一下溶解气原始组分统计表

台阶断块区	油层平均深度 (m)	CH_4 (%)	CH_4/重烃 干燥系数	iC_4/nC_4	密度
马 70	3105.2	75.29	3.47	0.46	0.75
马 19	2806.9	79.24	4.24	0.47	0.76
马 7	2248.9	83.03	7.52	0.70	0.69
兴 42	2079.1	91.50	14.67	5.60	0.63
兴 209	1790.7	92.78	16.33	7.93	0.62
兴 58	1992.4	95.98	32.78	13.04	0.60

4）油藏受氧化程度不同的差异：油藏氧化严重、油质变稠或高凝油藏，析出气顶气或次生气藏气高含甲烷。例如高升莲化油层是厚层、块状边水气顶油藏，原油氧化严重，油层原始气油比低于其它油气田2～7倍（平均30立方米／吨）。地面原油密度在20℃时为0.94～0.96克／立方厘米，粘度在50℃时最高可达400毫帕秒以上，气顶气甲烷含量99.23%，而一些原油性质较好的稀油区气顶气甲烷含量一般不大于97.5%；曙光油田一区为稠油，地面原油相对密度为0.94克／立方厘米，粘度（50℃）为403毫帕秒，杜32、曙1-7-5井油层上部次生气甲烷含量分别为99.4%、99.2%，无丙烷以上的气体组分。

影响天然气原始组分分布的主要因素是本区断裂活动的多期性和广泛性，它为天然气运移提供通道，并反映以垂向运移为主，经多次聚散而形成多套含气层系，因而出现天然气性质的差异性。同时，热成熟作用使深层大分子烃类产生碳链断裂，向小分子烃转化；地下水活跃，盖层条件较差的地区油气氧化严重，重烃裂解，甲烷富集。

（2）甲烷在开采中的变化特点　不同类型油气藏在开采中甲烷含量变化不同。解剖部分油气藏，有以下几种变化类型：

1）凝析气藏开采中甲烷变化的特点：在靠天然能量开采条件下当地层压降高于露点压力时甲烷含量上升，低于露点压力后变化稳定。即开采中甲烷含量呈上升—稳定的状态（图1-10-6）。

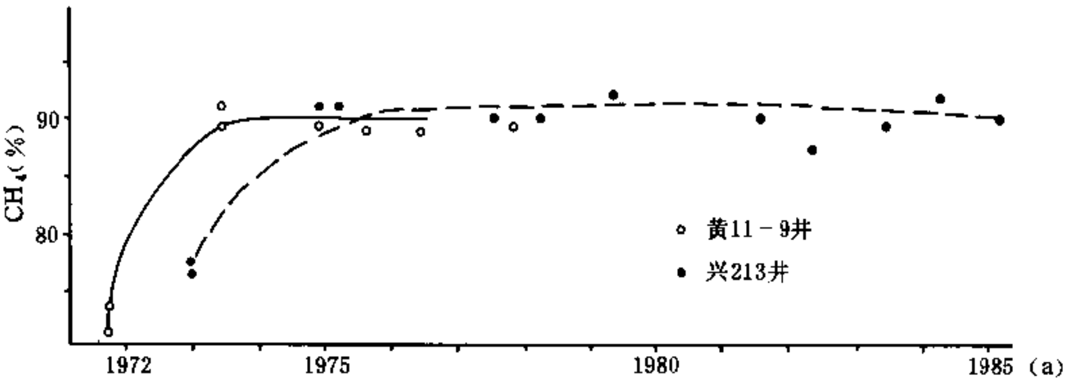


图1-10-6　凝析气藏开采中甲烷含量变化曲线

图中黄11-9井开采黄金带油气田黄1块沙河街组一段中部7号层，凝析油密度0.717克／立方厘米，3口井开采，气藏最终采收率96%，当地层压力降至露点压力以下，凝析油含量由原始的70克／立方米降至50克／立方米，同时甲烷含量由上升转为稳定，兴213井开采兴隆台潜山油藏，凝析油相对密度0.759克／立方米，当地层压力降为露点压力后，凝析油含量由原137克／立方米降至为60～75克／立方米。

2）气藏开采中甲烷含量变化特点：这类气藏甲烷含量很高，开采中变化也稳定。例如兴7-10井开采一个边水气藏，开采9年采出程度64%，甲烷含量一直稳定在97.0%～98.9%，兴206井开采一个弱水驱边水气藏，已采9年，采出程度为57%，开采中甲烷含量稳定在97.3%～98.6%。

3）油藏溶解气开采中甲烷含量变化特点

气顶油藏，当油井气窜，由于气顶气甲烷含量高于油环溶解气，所以甲烷含量升高。这

也是判识油井气窜的重要标志。例如兴隆台马 19 井，距油气边界距离 200 米，开采初期甲烷含量 71%，当井口压力、生产气油比急剧上升时，甲烷含量升高为 88%。

边水油藏中，由于水层溶解着高含甲烷气体（统计表明，在 14 个这类水溶气中，甲烷含量平均 98%），当边水或注入水推进至油井时，甲烷含量在短暂阶段内升高。

综上所述，凝析气藏开采中甲烷含量呈上升—稳定型，纯气藏开采中呈稳定型，气顶油藏当油井气窜时，甲烷含量上升；靠近边水油藏，当边水推进至油井时，甲烷含量升高。

5. 气藏开采特征的认识

(1) 气藏开采具有稳产和递减的双期性　兴隆台、黄金带老油田一些气藏开采中明显特点是采气速度不超过 15%，相同油嘴下气井产量有稳产和递减两个生产阶段，即初期稳产，之后进入产量递减阶段（见图 1-10-7）。

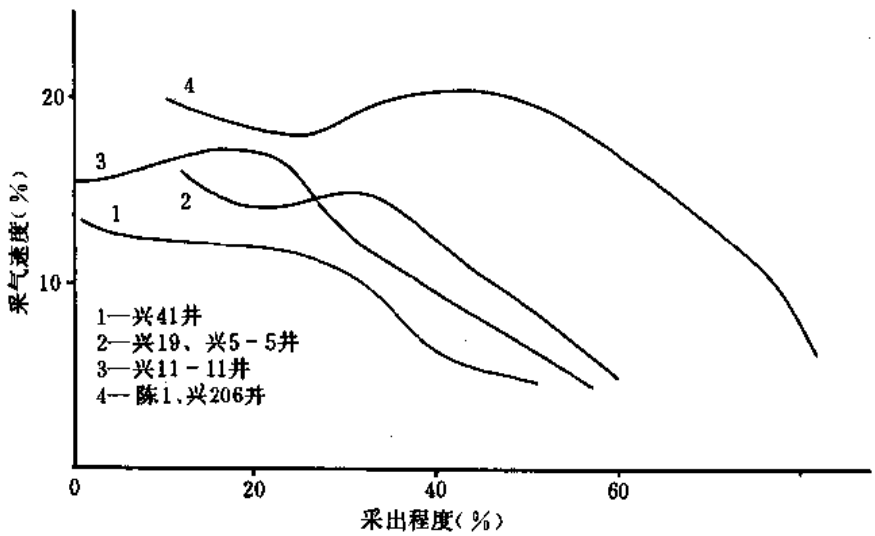


图 1-10-7　部分气藏采出程度采气速度关系图

虽然稳产阶段压力不断下降，但是产量较稳定。稳产时间与采气速度和程度有关，采气速度为 8%～15%，稳产时间 2～4 年，稳产期采出程度为 25%～50%，其中纯气藏可达 30%左右，边水气藏为 25%～50%，例如兴 51 块沙河街组一段下部 4 号层，含气面积 0.55 平方公里，兴 11-11 井 1 口井开采，采气速度 14%，稳产期采出程度 32%。

气藏进入递减阶段，驱动能量大小影响了递减幅度。纯气藏井口压力与产气量呈直线递减趋势，斜率大小（递减幅度）受采气速度控制，速度愈大斜率愈大，递减愈快。边水气藏具有水驱、气驱混合驱动特点，递减幅度呈波状或缓慢递减。这主要是多层开采中，各层边水能量发挥作用时间不同或井间干扰所造成。

(2) 水驱能量大小和气层产状对气藏开采效果的影响　边水能量小，水体不活跃的弱水驱气藏采收率高。这类气藏开采中气井日产水 1～2 立方米，气水比 60～100，气井见水后不影响气井产量和自喷能力。例如兴 22-23 块沙河街组一段中部，含气面积 1.53 平方公里水体与含气面积比为 0.13，先后 7 口井采气，采出程度约为 73%。又如兴 9 块沙河街组一段下部 4 号层，含气面积 0.66 平方公里，水体与含气面积比小于 1，先后 3 口井采气，采出程度约 87%，这两个气藏开采效果都很好。

一些地层倾角很陡的断块气藏，尽管边水活跃，而开采效果很好，表现为水淹速度慢。例如兴42块沙河街组一段中部，含气面积为0.35平方公里，水体与含气面积比为1.6～3.6，水驱方向地层倾角7度，气井距边水100～200米，投产4年，采出程度37.6%，气井没见水，而兴5块水体与含气面积比接近兴42块，气井与气水边界距离比兴42块还远(140～480米)，由于地层倾角平缓（2度左右），有的井开采3个月即见水。

(3) 泥质含量高的浅层气开采中出砂严重　这些开采中出砂严重的井气层埋藏深度一般小于1500米，成岩作用差，胶结疏松，胶结物泥质含量高（20%～40%），泥质成分中蒙脱石含量高（最高66%），地层水矿化度又低（2000毫克／升左右），可能是气层见水后破坏了地层结构，砂粒带入井底，使气井不能正常生产。

三、油气并重，兼探为主，分探为辅的阶段（1986年～现在）

自"七·五"计划以来，随着勘探形势的发展，天然气作为优质能源和化工原料被广泛利用，人们对天然气勘探日趋重视。在勘探部署及方针上均有体现，由以油为主的兼探，进入油气并重阶段。从下辽河坳陷地质条件出发，油型气是最主要的成因类型，仍以油气兼探为主，而对于生油条件较差，有利于生气的地区，例如东部凹陷欧里坨子—三界泡地区，及部分浅层气相对富集的区域或层系，则实行天然气分探。自1987年以来，基本上是遵循这一原则实施的，并已初见成效。

在天然气地质综合研究方面也得到加强，国家确定了天然气为重点科技攻关项目。在下辽河坳陷全面展开了复式气藏形成条件及分布规律的研究，在已取得成果的基础上，通过天然气地球化学、天然气储集层和圈闭、复式油气藏形成机制及勘探方向、油气生成开放系统的数值模拟等诸方面研究，深化了对下辽河坳陷天然气地质特征及分布规律的认识。

第二节　地质特征

一、天然气地球化学特征

1. 气源岩地球化学

该阶段在"六·五"计划期间研究的基础上，重点对下第三系气源岩的类型和热演化特点开展研究。

(1) 干酪根类型　利用干酪根元素H／C、O／C资料划分类型，采用干酪根碳同位素和H／C关系划分类型。确定按碳同位素划分类型的界限：Ⅲ型$\delta^{13}C$为−22.5‰～−25‰，Ⅱ型$\delta^{13}C$为−25‰～−27‰，Ⅰ型$\delta^{13}C$为−27‰～−30‰；根据黄第藩所作S_2/S_3与I_H和I_o之间的关系，编制干酪根热解X型分类图解划分类型，其结果与以往分类大致吻合。也就是说，用多种方法互为印证、补充，证实已往对干酪根类型的划分是正确的。

(2) 有机质热演化特征

1) 利用镜质体反射率划分热演化阶段：通常用R_o值把热演化阶段划分为：$R_o<0.5\%$属于未成熟作段。R_o为0.5%～1.3%属于成熟阶段。R_o为1.3%～2.0%属于高成熟阶段。$R_o>2.0\%$属于过成熟阶段。利用坳陷内230多个R_o测定资料。应用统计回归方法，建立R_o与埋深（h）的关系式:

全坳陷　$h=3677.085\log R_o+3818.865$;

当$R_o=0.5\%$时，$h=2711.9$米;

西部凹陷　$h = 4100.043\log R_o + 4074.125$ 米；

当 $R_o = 0.5\%$ 时，$h = 2839$ 米；

东部凹陷　$h = 3652.735\log R_o + 3807.47$ 米；

当 $R_o = 0.5\%$ 时，$h = 2708$ 米；

大民屯凹陷　$h = 3447.045\log R_o + 3281.807$ 米；

当 $R_o = 0.5\%$ 时，$h = 2244$ 米。

从上述关系式的计算表明，三个凹陷由于构造发育史的不同，沉积埋藏史的差异，在热演化史上亦存在明显差异。大民屯凹陷是早期发育、后期衰退的残留型凹陷，其计算门限深度相对偏浅，东、西两凹陷具有相近的发育史，计算门限深度相近，但东部凹陷比西部凹陷偏浅 100 米，与已往确定的门限深度有所差异，是否与母质类型和火山活动有关，尚待进一步研究。

运用各凹陷 R_o—h 关系式，即可由实测 R_o 值来计算相应埋深，或由埋深来推算热演化程度，下辽河坳陷各凹陷热演化程度与深度的对应关系如表 1-10-11。

表 1-10-11　热演化程度与深度关系表①

演化阶段	未成熟	成　熟	高成熟	过成熟
R_o (%)	<0.5	0.5～1.3	1.3～2.0	>2.0
全盆地平均	<2700	2700～4200	4200～5000	>5000
大民屯凹陷	<2200	2200～3700	3700～4300	>4300
西部凹陷	<2800	2800～4500	4500～5300	>5300
东部凹陷	<2700	2700～4200	4200～5000	>5000

①表中数字除 R_o 值外均为深度（m）。

下辽河坳陷各凹陷都有一些继承性深洼陷，多数基底埋深在 5000 米以下，沙河街组三、四段主力生油气源岩有较大体积处于过成熟演化状态，构成下辽河坳陷从未成熟至过成熟的完整演化系列。

2）热解色谱分析划分的热演化阶段：热解色谱分析是探讨有机质成熟度、母质类型和成烃潜能的重要方法。热解色谱中最高热解峰温（T_{max}）与 R_o 有较好的对应关系，1986 年邬立言等人按不同类型有机质，采用最高热解峰温（T_{max}）将有机质的热演化分为四个阶段(见表 1-10-12)。

以双深 3 井的热解色谱分析资料作具体的划分，其结果与采用镜质体反射率划分的热演化阶段基本相符。

综上分析，下辽河坳陷下第三系，有多套生油气源岩，它们有机质丰度较高，类型多样，具备良好的生气能力，且快速沉降，下陷幅度大，地温梯度较高，具有从未成熟至过成熟阶段的完整热演化系列，并为多种方法所证实，不同类型气源岩处在不同的热演化阶段，为形成多类型、多成因的天然气奠定了良好基础。

2. 天然气组分和同位素组成特征

(1) 天然气组分组成特征　下辽河坳陷1600多口井的天然气组分分析表明，已发现的天然气主要为富烃，贫硫化氢、少氮和二氧化碳的烃类气体，含有微量有机汞及氦、氩等稀有气体组分。

表 1-10-12　最高热解峰温（T_{max}）与有机质成熟阶段表

类型 \ T_{max}(℃) \ 阶段	未成熟	成　熟	高成熟	过成熟
I	<437	437~460	450~490	>490
II	<435	435~455	447~490	>490
III	<432	432~460	445~505	>505

烃类天然气中主要为甲烷，其含量随源岩所处的热演化阶段、气藏深度、储气层时代和运移距离等因素而变化。总的来看，未成熟或过成熟阶段形成的气甲烷含量最高，处于低熟到高熟阶段形成的气甲烷含量相对较低，而且是随成熟度提高，甲烷含量相应降低。天然气在运移过程中，重烃组分易被吸附，由于甲烷分子量小，比较活跃，运移距离越长，甲烷越富集。例如浅层气（埋深小于1500米），它们多属未成熟生物气、热催化过渡气或来自深部的气，其甲烷含量大于95%，最高达100%，重烃气含量一般小于5.0%，并随分子量的增加而减少。处于中深层次的原油和凝析油的伴生气；一般处于低—中—高成熟阶段，甲烷含量在70%~95%之间，重烃含量一般大于5%，最高达41.2%；潜山气藏中甲烷含量为70%~90%，重烃含量较高，与下第三系原油伴生气有相似的组成特征，反映它们之间有相近的母质来源。

此外，伴生气的烃类组成与原油性质有关，如大民屯凹陷高凝油伴生气甲烷含量多数大于95%，重烃含量小于5%；而稀油伴生气甲烷含量一般小于90%，重烃含量大于10%。

二氧化碳含量一般很低，第三系气藏一般低于2%，绝大部分低于1%；中生界或花岗岩潜山气藏中二氧化碳含量均低；但在石灰岩潜山中二氧化碳含量在3%以上，这可能与围岩性质有关。

硫含量在整个油气藏中均低，一般为0.22%~0.28%，往深层含量略有增加。

氮气含量变化幅度较大，下第三系气藏中一般低于3%，而中生界气藏可达18.4%。

氦、氩等惰性气体在下辽河坳陷天然气中含量一般较低。氦气含量在下第三系气藏中为0~176ppm，中生界较高，界3井达987ppm，接近工业开采标准1000ppm。而在一些火山活动强烈，深大断裂发育区，如边台、兴隆台、三界泡等地氦气含量相对较高。氩气含量在0.033%~0.282%之间，最高达0.799%，其中23口井氩气含量大于0.1%。

有机汞分布范围下第三系为14.28~26.52微克／立方米，中生界（界3井）为15.3微克／立方米。一般认为有机汞包括烷基汞、芳基汞和少量络合汞，实验证明，煤型气中有机汞含量比油型气低，而吸附汞（游离汞）则比油型气高，这与下辽河坳陷的实测数据亦是吻

合的。

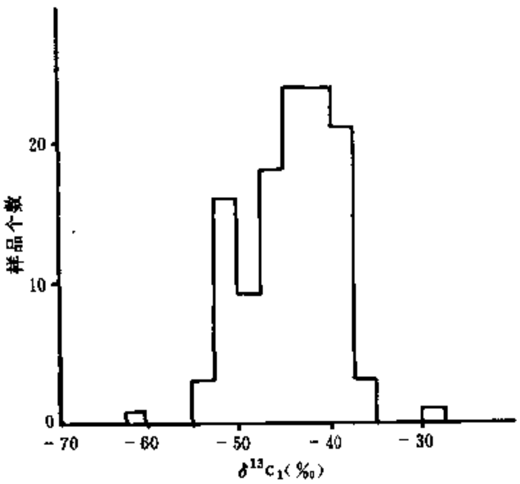


图 1-10-8　天然气 $\delta^{13}C_1$ 频率分布图

(2) 天然气甲烷碳、氢同位素组成特征

天然气烃类组分中碳同位素组成的差异主要取决于母质类型和母质热演化程度，氢同位素组成则主要反映生气母质的生成环境和热演化程度。

1) 甲烷同位素 $\delta^{13}C_1$ 频率分布特征：利用天然气 $\delta^{13}C_1$ 数据编制了频率分布图（图 1-10-8）。

从图中可以看出，下辽河坳陷的天然气主要为热解气（$\delta^{13}C_1$ 集中分布在-38‰～-50‰之间），而生物—热解过渡气以及同位素组成与之相似的天然气亦有相当广泛的分布，目前仅在局部地区有生物气和煤型气。

2) 甲烷碳、氢同位素组成特征：根据天然气的甲烷碳、氢同位素数据作相关关系图（图 1-10-9），可明显地把下辽河坳陷的天然气划分成五种组合类型。

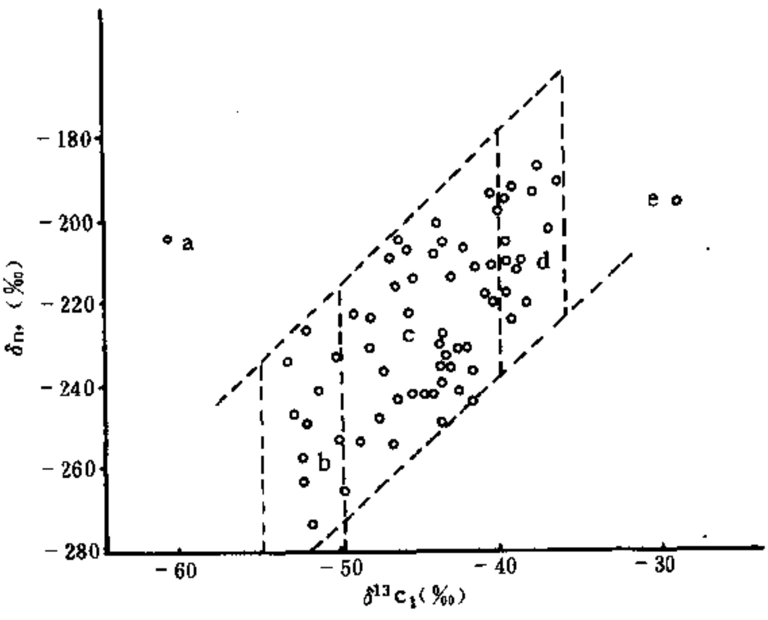


图 1-10-9　下辽河坳陷天然气 $\delta^{13}C_1$ 与 δ_D 相关图

a 型：$\delta^{13}C_1$ 为-60.7‰，δ_D 为-204‰相当生物气的特点。

b 型：$\delta^{13}C_1$ 在-49‰～-55‰，δ_D 在-225‰～-275‰之间，相当这一类型的天然气组成较为复杂，部分为低温热解过渡气（即早期微催化气），另一部分为低熟与未熟的混合气。

c 型：$\delta^{13}C_1$ 在-40‰～-50‰之间，δ_D 在-200‰～-260‰之间。该类型天然气是源岩在

成熟演化阶段生成的产物。绝大部分与原油伴生并存，也有部分是经运移的次生气。

d 型；$\delta^{13}C_1$ 在−35‰～−40‰之间，δ_D 在−185‰～−235‰之间，此类天然气的甲烷碳、氢同位素组成均偏重，分析其原因可能有两种：

一是Ⅰ、Ⅱ型干酪根在高成熟热演化阶段的产物。

二是由Ⅲ型干酪根所生成，成熟度不很高。

具有这一同位素组成特征的天然气主要分布在西部凹陷（锦 2−10−22、兴 213、齐 2−21−011 等井）和东部凹陷（茱 6、欧 6、红 5 等井）。研究表明，西部凹陷的母质类型（沙河街组）是以Ⅰ—$Ⅱ_A$ 型干酪根为主；而东部凹陷的母质类型是以$Ⅱ_B$—Ⅲ型为主。由此可以认为，西部凹陷属于这一类型的天然气是高成熟阶段的产物，是高成熟凝析油伴生气；而东部凹陷 d 型的天然气，主要与母质类型有关，其成熟度不一定很高。

e 型：$\delta^{13}C_1$ 在−29‰，δ_D 为−194‰，从 $\delta^{13}C_1$、δ_D 值看，这类天然气是与Ⅲ型干酪根或煤有关的煤型气。

(3) 稀有气体组成及同位素特征　氦、氩等稀有气体在地壳中通常以掺和物的形式存在于烃类天然气中，其含量很少，下辽河坳陷天然气中氦氩含量绝大多数很低，一般多为几十到几百 ppm，个别稍高（表 1−10−13）。

表 1−10−13　辽河坳陷 He、Ar 丰度及同位素数据表

编号	井号	层位	层段 (m)	He (ppm)	$^3He/^4He$ 10^{-7}	^{40}Ar (ppm)	$^{40}Ar/^{36}Ar$
01	热 38 井	$E_3s_2^{下}$	1721～1764	63.8	12.4	964	371
02	曙 4−8−3 井	E_2s_4	1016～1081	7	4.5	747	342
03	新马 215 井	$E_3s_1^{中}$	2410～2421	34.6	2.73	641	239
04	界 3 井	J_3	2009～2046	987.5	54.6	1432	2505
05	兴 213 井	E_2s_4	2196～2236	63.6	14.7	725	1047
06	沈 12 井	$E_2s_3^{下}$	1898～2018	15.0	1.96	695	741
07	齐 2−20−8 井	Ar	2532～2590	7.2	6.04	673	375
08	安 76 井	E_2s_3	1023～1128	176.3	8.86	273	390
09	茱 6 井	E_3d	1536～1583	7.0	2.48	790	808
10	高气 1 井	$E_2s_3^{下}$	1414～1436	9.1	9.67	979	310

氦氩的同位素：$^3He/^4He$ 和 $^{40}Ar/^{36}Ar$ 比值在不同地层中亦有区别，通过 32 个样品测定，第三系中 $^3He/^4He$ 为 2.78×10^{-7}～3.58×10^{-6}、$^{40}Ar/^{36}Ar$ 为 310～808；中生界气藏中 $^3He/^4He$ 为 5.46×10^{-6}，$^{40}Ar/^{36}Ar$ 为 2505。

由于这两种气体的成因有放射性成因、宇宙成因，氦还有地幔成因，前两者成因是区域性的，而地幔成因的氦则常是局部性的，只有通过深断裂才能运移至上部地层，因此氦气含量局部富集，可能意味着有幔源气的混入。界 3 井、安 76 井氦气丰度相对较高，附近均有

深断裂存在，有可能是幔源气混入的结果。

从地质背景分析，下辽河坳陷断裂活动强烈，并伴有多期火山喷发，一些深断裂成为幔源物质上移的通道，在部分天然气中均有不同程度的幔源气体混入，尽管在天然气中，与烃类气相比其含量很低，但与其它盆地相比就略高。据有关资料，下辽河坳陷天然气中，$^3He/^4He$ 比值要比百色盆地（第三系沉积盆地）高 1～2 个数量级，而盆地内部的三个凹陷中，以东部凹陷尤为明显，界 3 井煤型气的组份及同位素特征就是很好的例证。

3. 凝析油地球化学特征

油型气与液化烃是同一母质类型的演化产物，为了更深刻探讨天然气地球化学特征，应用凝析油单体 C_4～C_8 研究凝析油中的石蜡指数及庚烷值的变化规律，进行成熟度分类；利用 C_6 族组成，讨论凝析油的成油母质和成熟度等问题，从而深入认识凝析油伴生气的地球化学特征。

(1) 利用石蜡指数和庚烷值划分成熟度　K · F · M 汤姆逊于 1979 年提出用石蜡指数和庚烷值来研究原油成熟度，即随着成熟度增高，石蜡指数及庚烷值相应增大。程克明等（1985 年）结合国内有关资料，提出了凝析油成熟度的定级指标（表 1-10-14）。

表 1-10-14　凝析油成熟度分类表

成熟度	定级指标	
	石蜡指数	庚烷值（%）
未成熟—低熟	<1.0	<20
成熟	1～3	20～30
高成熟	3～10	30～40
过成熟	>10	>40

经选取 7 个凝析油样作分析，发现除东部凹陷的界 3 井和西部凹陷的兴 213 凝析油的热演化程度较高外，其它样品（全部是西部凹陷的样品）凝析油热演化程度均属中等热成熟阶段（见图 1-10-10）。

油样分析结果与油伴生的天然气中甲烷碳同位素分析结果相一致，即多数都是属中等成熟阶段的凝析油伴生气，其 $\delta^{13}C_1$ 在−39.4‰～−36‰之间，高成熟凝析油伴生气 $\delta^{13}C_1$ 在−39.4‰～−36‰之间，通过与天然气有关的液态烃的地球化学参数分析，为进一步认识天然气地球化学特征提供了依据。

此外，还采用轻烃中 C_6 族组成，芳香烃化合物中的甲基萘、甲基菲及甲基菲指数和芳香烃中二环与三环关系图等来研究，从不同角度得到相近的结论。

4. 天然气成因类型

根据源岩、液态烃、天然气地球化学研究，以天然气碳、氢同位素为主，结合其它指标对下辽河坳陷的天然气成因类型划分如下：

(1) 生物成因气　是生物化学作用的产物，甲烷含量多数在 98% 以上，重烃含量在 0.001%～0.01% 之间，$\delta^{13}C_1$ 值在−55‰～−100‰之间，多数为−60‰～−80‰，稀有气体同

位素组成等于或接近大气值，埋藏浅，一般为 1000～1500 米，$R_o<0.25\%$，生物气 $\delta^{13}C_1$ 为-56‰～-61‰，产层埋深为 1500 米左右。

(2) 生物—热解过渡气（或称为低温微催化气） 是相当未成熟阶段热降解作用的产物。具有生物气与成熟热解气之间的过渡特征。$\delta^{13}C_1$ 值-50‰～-55‰，甲烷含量低于生物气，重烃气占 1%～5%，有时伴生少量低熟油。稀有气体同位素组成接近或略高于大气值，在大民屯凹陷的前进、法哈牛地区、东部凹陷的欧里坨子和热河台地区有多口井产出这类天然气，西部凹陷的双台子（E_3d）、兴 28 井（E_3d）、新马 215 井（$E_3s_1^{中}$）亦属此类型，R_o 大致为 0.25%～0.5%，埋深在 1500～2800 米之间。

对于这一类型的天然气，是通过对下辽河坳陷的实际资料进行分析后提出的新的成因类型，目前国内外均有发现，都在探讨这一问题，从形成机制到命名尚无明确结论。因此，这一类型的划分是具有重要理论意义和普遍实践意义的。

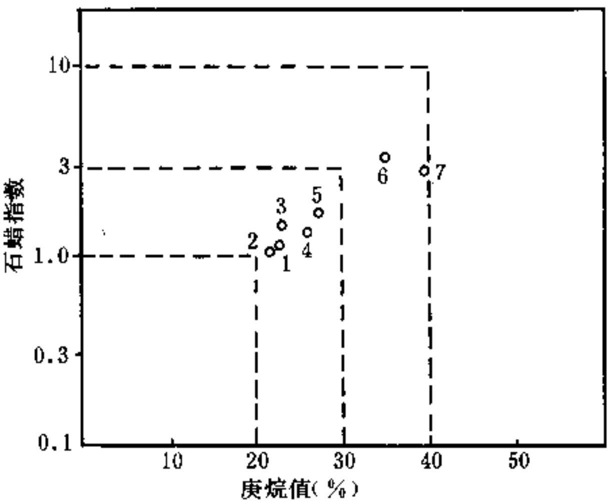


图 1-10-10 凝析油成熟度分类图

1—锦 10-22；2—齐 2-21-011；3—双 2-25-9；4—齐 2-20-9；5—齐 62；6—兴 213；7—界 3

(3) 热解气 包括成熟至高成熟的原油—凝析油伴生气。天然气组分中重烃气含量相对较高，可达 10%～30%，甲烷含量在 70%以上。天然气中甲烷 $\delta^{13}C_1$ 为-50‰～-36‰，这部分天然气包含成熟和高成熟两个演化阶段所形成的气。一般来说，在成熟阶段主要是原油伴生气，但根据下辽河坳陷具体情况，还有少部分为凝析油伴生气；而在高成熟阶段，主要是凝析油伴生气，亦存在部分裂解气。究竟如何划分，仍是值得进一步研究的课题。

(4) 裂解气 这部分天然气在下辽河坳陷尚未找到确证的代表，红 8-12 井甲烷 $\delta^{13}C_1$ 为-37.01‰，有可能是来自深层的裂解气，但其组分中甲烷为 85.65%，乙烷以上的重烃组分占 2.52%，氮含量 10.42%，似有煤型气特征，亦可能是二者兼有的混合气。

(5) 煤型气 目前仅界 3 井确定是这一类型。是侏罗系煤系地层在高演化阶段的产物，$\delta^{13}C_1$ 为-28.98‰，甲烷含量 78.56%，氮含量 18.4%，氦含量 987.5ppm，同位素 $^3He/^4He$ 为 $(5.46\pm0.14)\times10^{-6}$，可能有深源气混入。

二、天然气储集层研究

该阶段对天然气储集层作了宏观—微观相结合的研究，特别是通过成岩作用的观察，确定了成岩序列，明确了孔隙发育和演化特点，对天然气储集层有了初步评价。

1. 下辽河坳陷的成岩序列

在本卷第七章中系统研究了各种自生矿物产出条件之后，证实了这些自生矿物的析出是有一定顺序和一定的组合规律。

认识下辽河坳陷这种规律性明显的成岩序列和成岩相带后，通过鉴定岩石中的自生矿

物，就能确定成岩作用发展到了哪个阶段。

研究表明，成岩矿物析出与埋藏深度密切相关，泥晶—晶粒状碳酸盐相带，基本上发育在1500米以上的浅部地层中，属于早成岩时期至中成岩时期的未成熟阶段。1500～2500米，以自生高岭石相为主，同时也发育了石英、长石增生相带。2500～4000米，以石英、长石增生相带为主，同时也存在高岭石相带，片状方解石相带。4000～5100米（5100米以下无岩芯资料），基本上为片状方解石相带，也发育石英、长石加大相、碳酸盐交代相，石英增生强烈，达4～5级，自生矿物含量很高，压溶作用和交代作用很发育，原生孔隙大部分被充填，仅有残留原生孔隙，微裂缝和微孔隙较发育，次生溶蚀孔隙不发育。

上述成岩矿物序列是下辽河坳陷的一般规律，当局部地区地质发育史上出现异常情况时，就会产生不服从一般规律的特殊成岩现象，尤其在盆地边缘特殊情况较多。

2. 孔隙类型及其演化

下第三系碎屑岩储集层属于高孔渗储集层，孔隙很发育，可以分为三种基本类型，原生孔隙、溶蚀孔隙和缝隙。

缝隙基本为次生，可以分为层间裂缝、缝合线、矿物裂缝、收缩裂缝等。碎屑岩储集层缝隙很发育，见到最广泛的是纹层状泥云岩、泥灰岩中的层间裂缝，往往充填有石油或含有天然气。缝合线，主要是由压溶作用产生的颗粒接触面。矿物裂缝，许多颗粒在受机械压实作用时发生破裂，形成裂缝。有些含水颗粒在脱水收缩时发生收缩裂缝，或者在发生重结晶作用时，也可产生收缩裂缝。

这三种孔隙互相窜通形成一个统一的储集空间系统。通常见到的是原生孔隙和次生孔隙联合在一起的叠合孔隙。

随着埋藏深度增加，各类孔隙都在发生变化，大量的显微镜下观察和物性资料分析表明，孔隙随着埋藏深度而演变，有明显的规律性。例如在1500米以上，原生孔隙受机械压实作用逐渐缩小，最浅的岩芯资料深度为800米，孔隙度大于35%；到1500米深处，机械压实基本消失，保留原生孔隙约25%，局部可保留30%；1500～4000米，化学压实作用逐渐增加，大量自生矿物析出，使原生孔隙从25%减少到10%左右；4000～5000米，原生孔隙进一步减少。

次生孔隙的演变，主要是溶蚀孔隙的变化，其次是微裂缝的发育，其它类型的孔隙对油气影响不大。1200米以上见到少量溶孔，少于3%。1200～1500米，在边缘地带，溶蚀孔隙很发育，如曙一区和曙三区一带，特别是在（鲕）粒屑石灰岩发育的高一区，溶蚀孔隙可高达1%～10%。次生孔隙并不严格随深度增加而增加，只是随深度增加原生孔隙减少而次生孔隙的比例相对升高。

总之，通过研究认为：下辽河坳陷下第三系碎屑岩储集层总体上看，是属高孔渗良好储集层，对储油有利，对储气更有利。

三、天然气盖层的研究

天然气盖层对天然气的成藏和保存具有重要意义。通过地质统计分析，坳陷内有大面积多层次的区域盖层和局部盖层，对不同层系的气藏有良好的保存作用。

一般来说，一个盖层的封闭性能（遮挡能力）并不决定于厚度，而是决定于岩层的驱替压力和孔隙压力。只要这些压力足够大，则即使厚度较小，亦可成为良好的盖层，下辽河坳陷有不少是属于这样的薄盖层。据此，从定性分析角度可以推断下第三系泥岩盖层的封闭性能是好的。为了确切了解泥岩盖层的封闭性能，选用不同类型盖层的泥岩，作比表面分析并

计算出突破压力，结果是不同层位，不同埋深的泥岩盖层，其突破压力在9.1～13.8兆帕之间，相应的气柱高度在810～1231米（表1-10-15）。可见各样品的封闭性能是高的。

表1-10-15 盖层、突破压力数据表

样号	层位	突破压力 (MPa)	气柱高度 (m)
牛气1②	E_3d	12.1	1076
牛气1④	E_3d	12.2	1088
牛28-22⑤	E_3d	9.1	810
牛105④	E_2s_3	10.9	977
牛深2⑥	E_2s_3	12.1	1076
齐2-18-5	E_2s_4	10.5	935
双深3	E_3s_2	13.8	1231
兴检288	E_3s_2	13.5	1209
欢气1	E_3s_2	10.4	925
高25	$E_3s_3^F$	11.2	996

统计100多个气藏的气柱高度，多数是在2.5～68.5米之间，表明下第三系气藏以中一低幅度居多，这是与下辽河坳陷的地质特点吻合的。在狭长形小凹陷中，强烈断裂活动和持续裂陷，导致下第三系主要发育断裂背斜、同生背斜、断块、断鼻和岩性等圈闭类型，这类圈闭的闭合度一般不很大，即使有的背斜构造原闭合度较大（如兴隆台、双台子），经多组断裂切割，亦肢解为许多不同形态的更小的圈闭，大大降低了单个圈闭的闭合度。可见泥岩盖层的突破压力所允许的气柱高度，大于圈闭的闭合度。也就是说坳陷内各层泥岩盖层对各类圈闭都具有较好的有效封闭能力。

四、油气运移研究

通过天然气原始组分的分析，反映出纵向上组分变化规律，主要是受控于纵向运移。进一步通过天然气中甲烷碳同位素组成与母质成熟度（R_o）的关系，建立了$\delta^{13}C_1 \sim R_o$关系图。利用所测得天然气中$\delta^{13}C_1$值和关系图就可计算相应的源岩R_o值。再按不同凹陷各自建立R_o与埋深(h)的关系公式来追踪其源岩埋深，从而为天然气运移提供依据，其计算数据表如下（表1-10-16）。

计算公式：(1) $\delta^{13}C_1 = 14.8\log R_o - 41‰$

(2) 西部凹陷：$h = 4100.043\log R_o + 4074.125$

(3) 东部凹陷：$h = 3652.735\log R_o + 3807.47$

(4) 大民屯凹陷：$h = 3447.045\log R_o + 3281.807$

表 1-10-16　根据天然气 $\delta^{13}C_1$ 推算源岩埋深表

层位	井号	井深（m）	$\delta^{13}C_1$‰PDB	计算深度（m）
东营组	马 1021	1580～1928	-48.21	2100
	双 76	1758～1966	-46.22	2600
	兴气 1	1528～1577	-44.01	3250
	黄 105	1703～1804	-43.78	3100
	牛 13	1793～1827	-43.54	3200
	荣 6	1536～1593	-38.40	4450
	红 8-12	1737.2～1761	-36.33	4950
沙河街组一、二段	辽 12	1579～1591	-60.65	<1000
	欧 8	1529.6～1556.4	-56.00	<1000
	于 34	2277.4～2485.8	-51.40	1200
	黄 11-10	1947～2064	-46.42	2450
	黄 3	2195～2241	-46.29	2500
	兴 216	1756～1795	-42.67	3600
	双 32-22	2390～2396	-37.76	4950
沙河街组三段	高气 1	1414～1436	-45.34	2250
	沈 19	1873.4～2037.8	-45.16	2250
	沈 12	1898～2018	-44.21	2500
	双 3	2786～2860	-40.47	4200
	欧 6	2260～2267.6	-39.90	4400
	齐 62	3398～3702	-37.97	4900
沙河街组四段及潜山	曙 4-8-018	1370～1385.6	-47.25	2350
	曙 1-33-24	1508～1547	-46.76	2400
	齐 2-20-8	2532～2590	-39.60	4450
	兴 68	2468～2718	-37.20	5100
	兴 213	2196～2236	-36.34	5300

从表中看出，东营组天然气产层一般在 1500～1900 米，而源岩埋深多数大于 3100 米，除马 1021 井是本层段形成的低熟气外，其它均是来自下伏的沙河街组一段至三段气源。沙河街组一、二段的大多数天然气产层与源岩埋深接近，主要是早期形成的生物气，生物—热解过渡气和原油伴生气，具有自生自储的特点。少数井的天然气则是来自沙河街组三、四段（含潜山），尽管亦有纵向运移，但仍是分布在本层段范围内，均属自生自储或新生古储性

质。这一结论与已往采用正烷烃、原油中的藻类、孢粉、生物标记化合物等方法进行油源对比所得结论是完全一致的。

由于下辽河坳陷断裂活动十分强烈，并且多期活动，中深部的油型气均可沿断裂向上部运移，在浅层聚集。据统计，下辽河坳陷已探明的天然气地质储量中，次生气的地质储量约占60%。而在区域盖层较差的地区，如大民屯凹陷几乎100%是次生气。可见，纵向运移的活跃性正是下辽河坳陷天然气运移的重要特点之一。

天然气在纵向，平面上运移的活跃性，使天然气在坳陷内，无论是层位上还是地区上，都比油的分布更具广泛性，为形成多种类型的气藏和复式油气聚集带奠定了基础。

五、气藏类型及天然气分布规律

1. 气藏类型的划分

对于气藏类型的划分，从不同角度出发，有多种分类方案，从勘探角度出发，一般多着重圈闭的成因和形态，因为它们是决定气藏类型和基本特征的主要因素，根据圈闭的成因和形态特征，将下辽河坳陷各类气（油）藏划分为构造和非构造两大类七亚类十四种类型（见表1-10-17）。

表1-10-17 下辽河坳陷气（油）藏分类表

大类	亚类	种类		实例
构造气(油)藏	背斜构造	同生背斜	披覆背斜气(油)藏	兴隆台(E_3s_1)、齐8
			滚动背斜气(油)藏	锦16、欢26、双32-18
			隐刺穿背斜气(油)藏	沈143
		褶皱背斜气(油)藏		冷家堡
	断鼻构造	断鼻构造气(油)藏		高升、牛56、安76
	断块构造	断块气(油)藏		于9-10,于4,锦2-6-10
	其它构造	泥丘刺穿接触气(油)藏		沈27
		火山岩刺穿接触气(油)藏		红5
		泥岩裂缝气(油)藏		黄3、黄6
非构造气(油)藏	地层	地层超覆气(油)藏		齐2-20-11、茨22
		地层不整合气(油)藏		杜67、杜68
	岩性	岩性气(油)藏		高3、沈10
	潜山	层状气(油)藏		曙光、静北
		块状气(油)藏		兴隆台、齐家、东胜堡

2. 气（油）藏分布特点

在含油气凹陷中，众多的气（油）藏都是按一定规律分布的。这种规律性主要受控于凹陷的区域地质结构、圈闭的展布和源岩所处的热演化程度。下辽河坳陷下第三系三个含油气

凹陷都是独立的成油气单元，各凹陷尽管在构造、沉积、热演化诸方面都有各自的特点，但共性是主要的。从这一点出发，总结下辽河坳陷气（油）藏分布特点，集中表现在广泛性、层次性和分带性三个方面：

(1) 广泛性　下辽河坳陷有大面积、多层系生（油）气源岩，置于完整的热演化系列之中，有十分广泛的储集层，从凹陷边缘到中心，可多层系叠加连片，有多种类型的圈闭展布在凹陷的各个部位，并有良好的封盖条件，有利于油气保存。这就决定了下辽河坳陷油气资源丰富，油气藏分布十分广泛。

就目前勘探程度而言，在凹陷的各个部位都找到了相应的气（油）藏，显示“整凹陷含油气”的基本特点。而天然气运移的活跃性导致它比油藏的分布更广泛。

①在平面上，除牛心坨外，凡是有油藏存在的地方，一般都有气藏分布，尚未发现油藏的地区，则已找到了气藏，如三界泡构造带。一些贫油区，则可以是气藏发育区，如欧里坨子构造等。

②在纵向上，目前发现最浅的气藏埋深为 321 米（民 6 孔次生气藏），最深的埋深达 4300 米（马深 1 井），牛深 2 井在 4100～4300 米亦钻遇气藏。

按气（油）藏类型分析，在凹陷的不同部位往往存在各具特色的气（油）藏组合：在凹陷陡坡带，以断阶型断块气（油）藏为主，兼有地层超覆、岩性、滚动背斜和极少数逆冲断裂褶皱背斜气（油）藏；在缓坡带，以披覆背斜、滚动背斜、断块气（油）藏为主；凹陷中部以各种成因的同生背斜、断块气（油）藏为主，兼有基岩潜山和岩性气（油）藏。

由以上分析可以看到，凹陷不同部位的主要气（油）藏组合中，都有断块气（油）藏存在。换言之，断块气（油）藏可以出现在凹陷的任何部位，具有最广泛的分布，这是裂谷盆地中油气藏的重要类型特点之一。

(2) 层次性　气（油）藏的空间展布，组合特点在纵向上主要表现在层次性，不同层次具有不同类型的气（油）藏组合，这种纵向气（油）藏类型组合主要受地质结构与热演化程度控制。

按热演化程度，自上而下：埋深小于 1600 米以气藏为主，分布有生物气、生物—热解过渡气和来自深层的次生气藏，天然气绝大多数为纯气藏。1600～3500 米为气（油）藏，主要是石油、凝析油伴生气和部分未成熟过渡气，这一层段天然气的产出，有纯气藏（夹层气）、气顶气藏（包括凝析气顶气藏）、边水气藏，而以气顶气藏为主（其储量占总储量的 60%）。在埋深大于 3500 米层段，又以气藏为主，主要是凝析气和裂解气（目前尚未发现裂解气）。归纳其纵向分布序列，自上而下为：气藏→气（油）藏→凝析气藏→气藏。

按区域地质结构，下辽河坳陷分为前第三系基底、下第三系和上第三系三个层次，均有区域不整合面分隔。前第三系基底主要是由中生界、古生界、中上元古界和结晶基岩组成的各种潜山气（油）藏，均属不整合气（油）藏类型，以油藏为主，气藏亦很发育，目前已在结晶基岩潜山中找到凝析气藏和中生界煤系地层中找到煤型气藏。

下第三系是具有“自生自储”特点的成油气组合，以各类同生背斜和断块气（油）藏为主，并有多种非构造气（油）藏类型，这是最重要的勘探领域。

上第三系基本上是“下生上储”，以次生气藏或次生油藏为主，目前发现明化镇组的岩性气藏（如大平房构造），馆陶组稠油藏，预计在黄金带至荣兴屯构造带西侧，可能会找到背斜构造气藏。

(3) 分带性　气（油）藏分布的另一个重要特点是具有明显的分带性。前述气藏分布广

泛，具有"整凹含油气"特点，主要是指气（油）藏的分布领域而言。而各类气（油）藏在地质体中的赋存状态又是不均一的，通常是按某一成因联系成带富集。众多的形态各异、大小不一的各种类型气（油）藏有规律地组合在一起，构成复式气（油）藏聚集带。不同类型的复式聚集带分布在凹陷的特定部位，有着各自的成因和不同的圈闭及气（油）藏组合，富集程度亦有明显的差异。同一类型的复式聚集带有着相同的成因和油气运移、聚集过程、有类似的圈闭和气（油）藏组合。例如兴隆台复式气（油）藏聚集带，是一个以基岩翘倾断块体为核心的大型披覆背斜构造带，盖层圈闭与潜山紧密相连，并受基岩翘倾断块体控制，圈闭形成较早，又紧邻生油气洼陷，油气源充足，盖层条件好，沙河组三段、一段的油气不断向构造高部位运移、聚集，形成一个高度富集的气（油）藏集合群体。下部有基岩潜山凝析气藏，边部为地层超覆和上倾尖灭岩性气（油）藏；中部为披覆背斜、滚动背斜、断块气（油）藏，构造高部位以气藏为主；上部相当层位是东营组，其主体和边部均以各类岩性气藏为主。

在一个复式聚集带中，由于强烈而多期的断裂活动，往往把背斜构造割裂得十分破碎，使实际的气（油）藏组合变得十分复杂。兴隆台披覆背斜被 54 条不同级次的断裂切割成 7 个三级断块区、53 个四级断块，断块面积 0.08～3.95 平方公里，一般为 1 平方公里左右。不同断块的气、油、水分布自成系统，一个断块在纵向上又可形成多个气藏，以沙河街组一段为例，共有各类气藏 134 个。

第十一章　油气田各论

下辽河坳陷自 1970 年 10 月热河台油田投产以来，到 1988 年底，共找到油气田 19 个，其中欢喜岭、双台子、兴隆台、热河台、于楼、黄金带、曙光、高升、牛居、青龙台、大民屯、法哈牛、静安堡、大洼等 14 个油田已投入开发。全坳陷共投产油井 3936 口，日产油 3 万余吨。

下辽河坳陷是在古老的太古界结晶基底上发育起来的中、新生代沉积盆地，具有复杂的沉积、构造发育史。多期的断裂活动使油气多次聚散，造成油气分布的复杂面貌，表现为在油气聚集带范围内纵向上多套含油层系、平面上断块差异明显，不同层系叠加连片的油气分布特征。到目前为止，在 19 个油气田范围内纵向上从新生界到太古界的不同层位共发现 13 套油层，它们分别分布在不同的油田中，详见表 1-11-1。

表 1-11-1　下辽河坳陷油层名称表

<table>
<tr><th colspan="3">油层名称</th><th>相应地层层位</th><th>油层所处主要油田名称</th></tr>
<tr><td colspan="2">馆陶油层</td><td>上第三系</td><td>馆陶组</td><td>曙光油田一区</td></tr>
<tr><td colspan="2">马圈子油层</td><td rowspan="9">下第三系</td><td>东营组</td><td>兴隆台、牛居、大洼</td></tr>
<tr><td colspan="2">黄金带油层</td><td>沙河街组一段上部</td><td>黄金带</td></tr>
<tr><td colspan="2">于楼油层</td><td>沙河街组一段中部</td><td>兴隆台、曙光、欢喜岭、黄金带、于楼、热河台、牛居</td></tr>
<tr><td colspan="2">兴隆台油层</td><td>沙河街组一段下部—沙河街组二段</td><td>兴隆台、欢喜岭、双台子、牛居、于楼、热河台</td></tr>
<tr><td colspan="2">热河台油层</td><td>沙河街组三段上部</td><td>欢喜岭、双台子、青龙台、黄金带、于楼、热河台、大民屯</td></tr>
<tr><td colspan="2">大凌河油层</td><td>沙河街组三段中部</td><td>欢喜岭、曙光、双台子、兴隆台、牛居、青龙台、大民屯、静安堡、法哈牛</td></tr>
<tr><td colspan="2">莲花油层</td><td>沙河街组三段下部</td><td>高升、曙光、欢喜岭、大民屯、静安堡</td></tr>
<tr><td colspan="2">杜家台油层</td><td>沙河街组四段上部</td><td>欢喜岭、曙光、大民屯</td></tr>
<tr><td rowspan="3">中、上元古界油层</td><td rowspan="2">(石灰岩)油层</td><td>沙河街组四段上部</td><td>高升油田一区</td></tr>
<tr><td rowspan="2">中、上元古界</td><td>蓟县系</td><td>曙光油田潜山，静安堡油田潜山</td></tr>
<tr><td>(石英岩)油层</td><td>长城系</td><td>曙光油田潜山，静安堡油田潜山</td></tr>
<tr><td colspan="3">太古界油层</td><td>太古界</td><td>兴隆台油田潜山、欢喜岭油田潜山、静安堡油田潜山、曙光油田潜山</td></tr>
</table>

第一节 热河台油田

一、概况

1.基本情况

热河台油田位于下辽河坳陷东部凹陷黄金带断裂背斜构造带的北部，北靠欧里坨子构造，南接于楼油田。

1965～1966年，地质部在该构造钻了辽4、辽6、辽11等三口井。辽6井、辽11井在沙河街组一段试油获工业气流，确定该油田是一个具有工业价值的气田。1968年，热3井在加深钻探后发现沙河街组三段上部砂岩含油层，经测试日产油190吨、产气12976立方米。1971年，热24井在沙河街组三段上部火山岩段酸化后，获日产82.8吨的高产油流，确定了沙河街组三段上部是热河台油田的主力油层。油田于1970年10月投产，并向鞍钢输气。1975年11月开始注水开发，但由于注水井少，到目前油田注采系统仍不完善。

该油田自上而下共发现三套含油层系，即于楼油层（沙河街组一段中部）、兴隆台油层（沙河街组一段下部——沙河街组二段）和热河台油层（沙河街组三段上部），连续含油井段长达1150米，其中以热河台油层为主要含油层系。

到目前为止，热河台油田共钻井59口。其中岩芯资料井5口，进尺326.66米，芯长268.01米，平均收获率82.05%。试油35口共89层。

2.主要石油地质特征

（1）沉积特征　沙河街组一段中部储集层岩性以浅黄色中—细粒砂岩为主，正韵律，底部含砾石及灰质，砂、泥岩呈不等厚互层。按韵律共划分7个砂岩组，分异清晰。砂岩组间隔层稳定，以深灰色泥岩为主，泥岩质纯性硬，厚度一般为5～10米。

沙河街组一段下部—沙河街组二段储集层岩性较一段中部略粗，以中—粗砂、含砾砂岩为主，局部为砾状砂岩。砂岩连通性较差，多呈透镜状分布。

沙河街组三段上部是热河台油田主要储集层，为一套正常碎屑沉积与火山喷溢岩层的交互层。

火山喷溢岩层在构造隆起部位产生的断层带厚度最大，故火山岩的分布有规律可循。沙河街组三段上部纵向划分为5个砂岩组。每个砂岩组基本反映了一个沉积旋回：火山活动也表现旋回性的特点，一般每个砂岩组顶部火山岩更发育。火山岩岩性分两种，一种为深灰、灰黑、灰绿色玄武岩，致密坚硬；另一种为浅灰色蚀变安山—玄武岩，蚀变较深，孔洞、裂隙发育。多呈厚层块状分布。

在沙河街组三段上部五个砂岩组中，上面三个砂岩组碎屑岩相对较发育，岩性以中—粗砂岩为主，成分以石英为主，含量一般占40%～50%，长石以正长石成分占优势，含量一般在30%～35%左右，在碎屑成分中岩块约占10%，主要为酸性喷发岩。砂岩胶结疏松，胶结物以泥质为主，含量平均7.29%，碳酸盐成分次之。胶结类型单一，以孔隙式和接触式为主，分别占样品数的42%和47%。第一砂岩组砂层层薄且不稳定，多呈小透镜状分布，第二、三砂岩组砂层发育，表现为厚度较大、分布稳定。

砂岩组间隔层稳定。隔层岩性有两种，即褐灰色泥岩和层状火山喷溢岩，最大隔层厚度为75.0米，最小为3.0米，平均为38.3米。

（2）构造

1）构造形态：热河台构造为一在区域性二级断层夹持下的轴向呈北东30°方向延伸的短轴背斜构造。长轴5.0公里，短轴2.5公里，东西两翼倾角约11°，整个构造被北东、北西向两组断层切割成若干断块，断块最大闭合高度300米。构造面积为10.25平方公里。

2）断层与断块：整个构造发育断层10条，均为正断层。断层倾角较大，一般都在70°左右。走向分北东、北西两组，北东向断层断距较大，一般为100～300米，发育时间较长、延伸较远，多在3公里以上；北西向断层断距一般在100米以下，延伸短，主要发育于晚期。

两组断层切割构造，划分为14个断块。最大断块面积1.54平方公里，最小断块面积0.24平方公里，断块平均面积0.85平方公里，属小断块油田。断层封闭性强，每个断块都有自己独立的油、气、水组合和开发层系。发育于构造轴部的北东向主断层贯穿热河台、于楼两个构造，并且控制了沙河街组一段下部和二段的沉积，使油田在早期就被分割为东西两大部分，西部呈古高垒状。它与沙河街组一段中部沉积时期发育的热3断层（北西方向）和东营组沉积时期发育的热7断层（北东方向）都对油气分布起着控制作用（图1−11−1）。

（3）储集层物性　砂岩储集层物性见表1−11−2。

表1−11−2　储集层物性统计表

油层	孔隙度(%)			渗透率($10^{-3}\mu m^2$)			粒度中值(mm)			分选系数			泥质含量(%)			碳酸盐含量(%)		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
于楼	35.3	6.3	25.9	57200	<1	1172	0.74	0.042	0.184	3.35	1.20	1.52	28.7	3.7	9.6	42.6	0	2.1
兴隆台	30.8	24.1	27.8	3823	116	1682	0.331	0.117	0.294	2.4	1.26	1.55	13.85	5.5	8.0	0.1	0	0.08
热河台	28.9	11.6	22.3	5070	<1	595	0.41	0.065	0.24	3.1	1.28	1.77	24.85	3.9	9.9	1.5	0	0.07

火山岩储油层主要集中分布在热河台油层（沙河街组三段上部）底部，以蚀变玄武岩、安山岩为主，部分井鉴定为安山质岩屑熔凝灰岩和粗面岩，孔洞、裂隙发育。据热101、104井岩芯分析，裂隙、气孔等面密度达13%～25%，热24、热9−7井岩芯分析孔隙度20.3%～24.9%，渗透率$1\sim16\times10^{-3}$二次方微米。孔洞、裂隙常为沸石、方解石充填。

沙河街组三段上部储集层胶结类型单一，沉积韵律具有连续性，因而渗透率在纵向上的变化不大，层内均质程度较好，均质程度大于70%的层占总数的77.8%。

（4）油气水分布与油气藏类型

1）油气分布规律与控制因素：热河台油层平面分布受古高垒带和岩性控制，以前者为主。油气集中分布在中主断层以西的古高垒带上。纵向上第二、三砂岩组砂层发育，油层稳定，主力块钻遇率达62%～90%。其他几个砂岩组油层多以透镜状分布为主，300米井距连通层很少，多数油砂体延伸距离小于600米。

其他几套较浅的含油层系以气层为主，分布零星，在高断块和构造高部位呈透镜状分布。

2）油气藏类型：热河台油田由于多期的断裂活动，造成油气的多次运移、聚集，形成不同层位油气分布的差异。从成因分类上讲，热河台油层主要为古高垒带构造油气藏；于楼

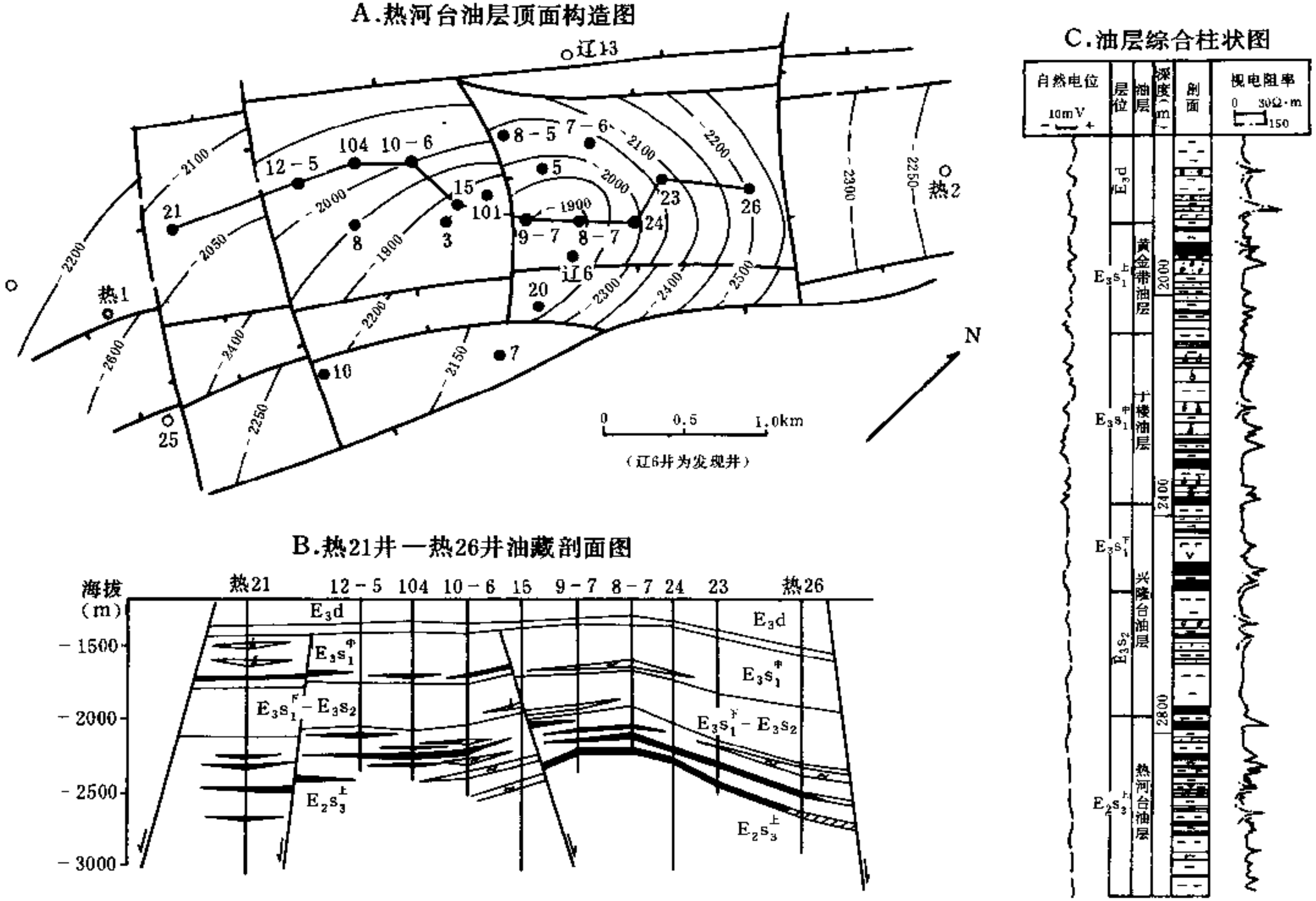


图 1-11-1 热河台油田综合成果图

（平面图中黑点为油气井，后同）

油层主要为古背斜构造油气藏与断层遮挡油气藏；兴隆台油层主要为岩性油藏。从油、气、水组合关系来讲，该油田油气层多具有层状边水油（气）藏和透镜状油藏的特点。

(5) 流体性质　该油田主力油层原油性质具有密度小、粘度低的特点。浅层气藏具有相对密度小，甲烷含量高的次生气藏特点。沙河街组三段上部油田水总矿化度为3714～9756毫克／升，氯根为133～1933毫克／升，重碳酸根1220～6740毫克／升，水型为碳酸氢钠型（表1-11-3）。

表1-11-3　流体性质统计表

油层	原油								天然气	
	密度 (g／cm³)		粘度 (mPa·s)		凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶+沥青 (%)	含硫量 (%)	相对密度	甲烷含量 (%)
	地面 (20℃)	地下	地面 (50℃)	地下						
于楼									0.5827	95.49
兴隆台									0.6011	94.18
热河台	0.856～0.861		4.49～8.66		25～30	10.5～20.4	7.9～14.3	0.1544	0.9914	57.85

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.油田勘探开发阶段划分

热河台油田是下辽河坳陷勘探开发的第一个油田，热河台油田的勘探开发可划分为三个阶段。

(1) 第一阶段（1967～1970）　这个阶段主要是进行勘探，从对一个完整背斜构造的认识出发，采用十字剖面布井法，先后部署探井9口（包括地质部在该构造上钻的3口探井），部署实施后，沿构造长轴方向的热1、热2、热4等3口井落空。后来将勘探部署作相应调整，将构造中部的热3、热5井移至构造西侧。钻探的结果不仅证实了原来对于楼油气层分布的认识，加深钻探还发现了热河台油层，热3、热5井热河台油层试油，分别获得日产63.2吨和85.8吨的产量，确立了该层是热河台油田主力层系的认识，并初步认识到热河台油田是一个被断层复杂化了的背斜油田。

(2) 第二阶段（1970.10～1973.6）　该阶段主要是部署、实施详探、开发基础井网。分两步走：

1970年10月～1974年12月期间，在热3、热5、热6等高产井附近部署详探、开发基础井网。当时为抢产量没有编制统一的射孔方案，完井一口射孔一口。虽然到1973年6月油田产量达历史高峰，日产达327吨，但对油田地下情况没有整体认识，给勘探开发工作造成被动。

1973年6月～1974年12月，为了保稳产，除投产8口新井外，老井采取放大压差，抽油强化开采，地层压力下降很快。

(3) 第三阶段（1974年底～目前）　由于勘探开发工作重点转移，除少数新块部署探

井外，开发区没有再钻新井。油层压力由于措施效果变差而下降很快。1974年编制注水方案，1975年11月实验注水。1981年12月编制综合调整方案，经过几年来的实施，由于加强了油井管理和3个主力区块投入注水开发，开发形势有所好转。目前，油田年产油稳定在3.5万吨左右。注水断块压力、产量有所回升。但非主力断块压力、产量水平低，全油田仍处于低产、低压状态下开发。

2.油田地质工作与认识

通过对这个油田的勘探和开发，对认识断块油田的地质特征及工作方法积累了许多宝贵的经验。

①通过热河台油田勘探初期一年多的工作，认识到只有跳出局部构造的束缚，以二级构造带为对象甩开钻探才能打开勘探局面。

1967年初，在地质部勘探工作的基础上，用3部钻机首先对热河台油田进行解剖。当时以单纯的背斜构造控制油气的观点，按十字剖面部署探井。当热1、2、4等3口探井没有显示时，误认为是面积很小的局部构造高点含油，不敢对二级构造带整体解剖。1968年初，黄1井发现好的油气层，于楼构造也先后有2口井获工业油气流，使得对断块油田油气聚集规律有了新的认识，初步建立了整个二级构造带含油，局部构造或断块富集的概念。

②在初期落实热河台油田油、气、水层时，从一开始就采用了气测、电测和泥浆、岩屑录井等资料综合判断油、气、水层的做法。在断层、断块发育的地质条件下，认识到正断层上升盘往往次生油气藏发育；断层发育是下辽河坳陷的地质特征；断层是影响油气分布的主要因素。对断块油田的复杂性有了比较深入的认识。

③多套层系含油是断块油田又一特点。热河台油田最早发现的目的层是沙河街组一段中部气层，当时认为该构造是气田。尽管辽6井钻达层位较深，在沙河街组三段见到大套火山岩，并在裂缝中见到好的油气显示，但在“火成岩无油”论的思想束缚下没有引起足够重视。1968年于热3井加深钻探时，在沙河街组三段的一套层状—块状中基性火山喷发岩夹正常碎屑岩中再次见到好的油气显示。同年10月，对该井2065.2～2100.8米井段射孔试油，日产油达190吨，气12976立方米。第一次在沙河街组三段上部揭示出一套新的含油层系，后来又在热5井见到更厚的油层，厚度达29.6米。热6井比热3井低110米，该层位仍为油层，这就明确了沙河街组三段上部热河台油层为油田的主力含油层系。1972年热24井对该层2211.0～2220.0米井段酸化后试油，获日产82.8吨的高产油流。通过对热河台油田勘探、开发，首先确立了断块油田多层系含油的认识和深浅兼顾是断块油田勘探初期发现新含油层系、控制油田储量的有效做法。同时，伴随断裂活动而引起的间歇性火山喷发所形成的层状火山岩，对油气藏的形成不但不起破坏作用，而且还能成为良好的储集层。

第二节　黄金带油田

一、概况

1.基本情况

黄金带油田位于辽宁省盘锦市大洼县东风农场。构造部位为下辽河坳陷东部凹陷黄金带断裂背斜构造带南部。

1964年7月，地质部在该构造钻第一口探井——辽1井获油气显示。1968年2月，石油部大庆六七三厂钻黄1井，测井解释有油气层68.4米，用8毫米油嘴试油，日产油22

吨，首获工业油流，1971年6月投入开发，1975年9月开始注水。

该油田从上到下共划分五套含油层系，分别为马圈子油层、黄金带油层、于楼油层、兴隆台油层及热河台油层。其中于楼油层及兴隆台油层为主要开发层系。

到目前为止共钻井104口，其中岩芯资料井10口，取芯总进尺772.53米，岩芯总长657.60米，平均岩芯收获率85.12%。总计试油57口198层，其中单层试油40口77层。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层：钻井揭露第四系平原群—下第三系沙河街组。

下第三系东营组为一套灰绿—杂色粗碎屑与泥质岩的互层，从下至上具粗—细—粗特征。厚度540～1269米。东营组底部发育一组褐灰色安山—玄武岩。东营组与上覆馆陶组呈不整合接触。

下第三系沙河街组自上而下分为三段。其中一段的中、下部为主要目的层。

沙河街组一段上部为一套灰、绿灰及杂色泥岩夹薄层砂质岩，厚度为171～523.5米。中部为深灰、灰黑色泥岩与砂岩、含砾砂岩的不等厚互层，厚度267～464.5米。下部为一套灰、深灰色泥岩，浅灰、灰白色砂岩、砾状砂岩及中基性火山岩组合，厚度为137.5～285.5米。

沙河街组二段厚度为183.5～292.5米，为一套深灰、灰黑色泥岩、炭质泥岩夹薄层棕灰色砂岩、含砾砂岩和中基性火山喷发岩。

沙河街组三段最大揭露厚度337.5米。岩性为一套深灰、褐灰色泥岩、油页岩及厚层块状火山岩夹砂岩、砾状砂岩。

2) 主要目的层沉积条件：沙河街组一段中部和一段下部是黄金带油田主要产层，属于一套稳定的半深水—深水湖相沉积。在旋回对比的基础上沙河街组一段中部划分为4个旋回组合，7个砂岩组，沙河街组一段下部分为2个砂岩组。砂岩组厚度一般16～92米。砂岩组间隔层稳定（隔层稳定程度达100%），厚度一般为11～17米，主要为泥岩，个别为层状喷出岩。

沙河街组一段中部储集层以硬砂质石英—长石砂岩为主。矿物成分主要为石英（一般含量35%～40%）、长石（一般含量20%～30%）和酸性喷发岩碎屑（含量10%左右）。胶结类型以孔隙式为主（占55%），孔隙—接触式占26%，凝块—接触式占15%。胶结物含量较高，一般为12%，成分以泥质为主，此外还有少量碳酸盐胶结物，一般占5%～10%。

沙河街组一段下部碎屑成分与一段中部相近，岩块含量相对较高。岩浆岩块含量为20%，变质岩块含量约占4%，胶结类型单一，以孔隙式为主，成分主要为泥质。胶结物含量都低于10%。

沙河街组一段中部7个砂岩组中以第3砂岩组分布最稳定，连通程度高，为中厚层状含砾砂岩、砾状砂岩。其次第7砂岩组分布亦较稳定，只是向东南方向岩性变细。其他几个砂岩组砂层稳定性较差，分布范围不普遍或岩性变化较大。

沙河街组一段下部第一砂岩组砂层呈透镜状，第二砂岩组为砾状砂岩与砂岩互层，砂层发育且稳定。

(2) 构造

1) 构造形态：黄金带构造位于黄金带断裂构造带的南部，是一个在两条北东向区域性断裂夹持下的局部短轴背斜，轴向北东，轴线大致通过黄101—黄108—黄11-9—黄13-10

等井。构造内部为北东、北西向两组断裂切割成若干断块。东、西两翼最大地层倾角18°；南北两端相对平缓，其北以平坦的缓坡向于楼构造过渡，向南缓慢下倾，以断层与红星构造连接。构造主体部位的东侧，受东主断层系切割形成断阶带，构造破碎、复杂，断块间埋藏深度变化较大。构造面积26平方公里。

构造主体部位属于背斜圈闭，同时，受断层遮挡，不同断块闭合幅度50～250米不等。东部断阶带产状为单斜，与断层组合形成遮挡，断块内圈闭幅度50～150米。

2）断层与断块：黄金带油田断层走向大致分为北东、北西向两组。北东向断层是构造的边界断层，并将构造切割成带；北西向断层的断距较小，进一步将构造切割成块。两组断层均为正断层，断层倾角较大（60°～70°）。构造范围内发育断层22条，其中二级断层1条，三级断层5条，四级断层16条。二级断层活动时间为东营组—馆陶组沉积时期，控制构造带的形成与发育，断距为400～600米；三级断层主要控制沉积和油气运移富集，活动时期多为东营组沉积时期，断距为60～200米；四级断层规模较小，平面延伸不超过2公里，断距30～100米，其作用一般不控制沉积，但使构造与油气分布进一步复杂化。

总的来看，断裂与构造活动主要发生在沙河街组一段上部—东营组沉积晚期，断裂活动时间长，并具有多次活动的特点。

依据沙河街组一段下部底面构造图，黄金带油田被断层切割为19个断块。断块最大面积为4.43平方公里，最小为0.17平方公里，平均为0.98平方公里，一般为0.6～1.0平方公里。属于小断块型油气田（图1–11–2）。

(3) 储集层物性　黄金带油田几套储集层均属中低渗透层。纵向上以上部的东营组马圈子油层、沙河街组一段上部黄金带油层较好，孔隙度、渗透率较高。沙河街组一段中部—一段下部的于楼油层、兴隆台油层尽管粒度中值较大，泥质含量较低，但由于分选较差，使孔隙度、渗透率相对降低。具体数据见表1–11–4：

表1–11–4　油层物性统计表

油层	孔隙度(%)			渗透率($10^{-3}\mu m^2$)			粒度中值(mm)			分选系数			泥质含量(%)			碳酸盐(%)		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
马圈子	30.5	17.5	24.4	3920	1.7	513	0.26	0.051	0.14	9.23	1.28	1.768	22	5	11.3	0.7	0	0.379
黄金带	33.9	13.1	24.3	6800	<1	537	0.49	0.047	0.166	4.12	1.3	1.685	26.6	3.55	10.7	1.47	0	0.153
于楼	26.8	3.2	20.1	7320	<1	322	1.3	0.025	0.284	3.48	1.19	1.76	40.55	0.7	7.99	19.4	0	1.55
兴隆台	21.7	3.3	16.3	6820	<1	213	1.3	0.033	0.439	3.48	1.31	1.797	31.2	1.25	5.26	19.6	0	2.678
热河台	21.8	6.5	15.8	43.5	0.3	裂缝 1.59	0.15	0.033	0.1	3.96	1.53	2.58	35	12	21.29	28.8	0	3.64

油层非均质性严重，表现在砂层之间及砂层内部物性变化大，具有多韵律的特点。

沙河街组一段上部、一段中部由于胶结类型多，胶结物含量高，层理类型及韵律组合多，非均质性强。黄104井一段上部的3号砂层厚9.4米，分析75块样品，均质程度大于0.7的韵律层数仅占16.7%，均质程度0.7～0.5的占50%，小于0.5的占33.3%。沙河

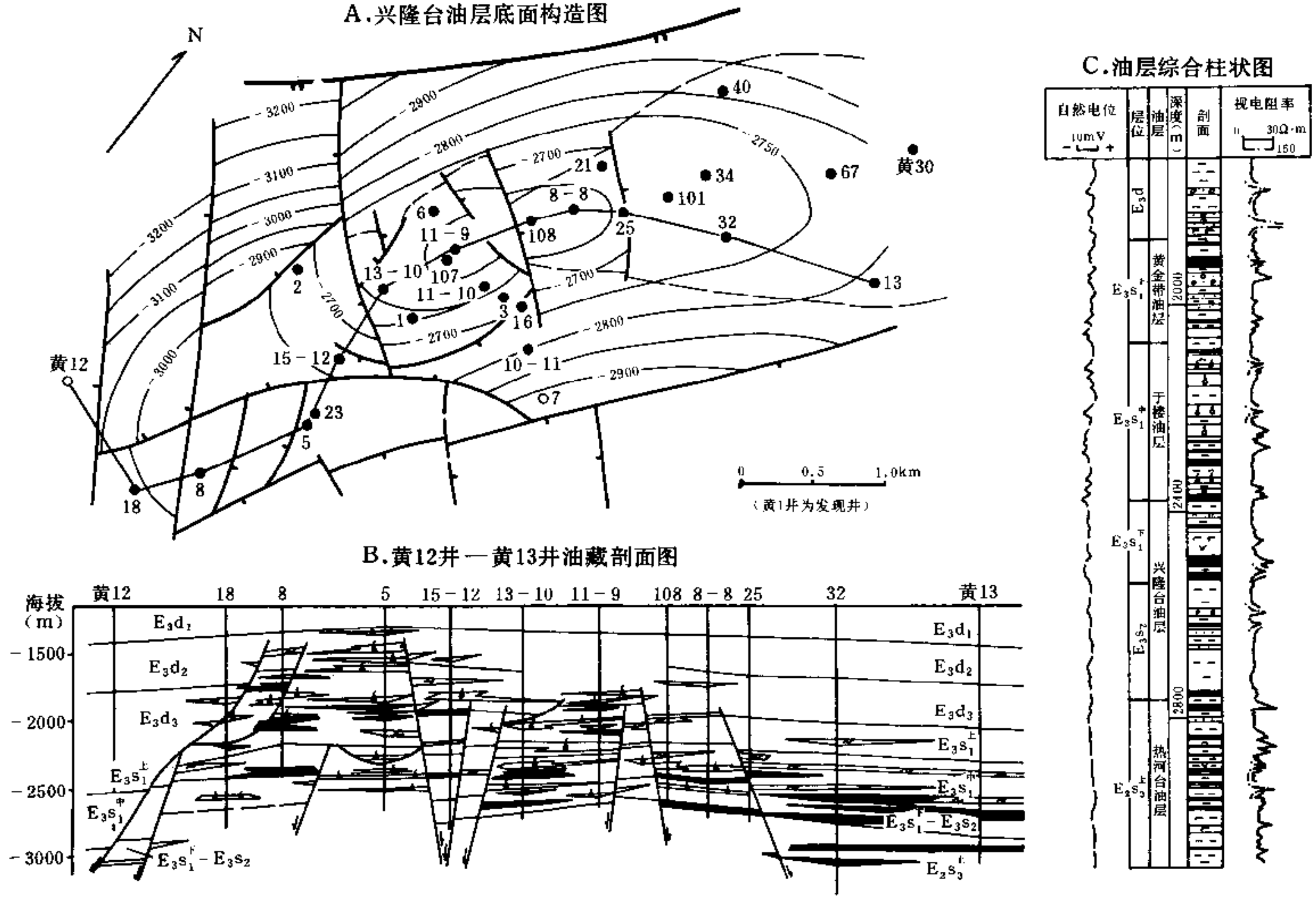


图 1-11-2　黄金带油田综合成果图

街组一段中部第7砂组相邻两个解释层平均渗透率层间差异达81倍。说明沙河街组一段上部、一段中部层内、层间非均质性都较强。沙河街组一段中部平面上均质程度较好，砂层平面分布相对较稳定。

(4) 油气水分布与油气藏类型

1) 油气水分布规律：纵向上发育5套含油层系，马圈子油层、黄金带油层分布受背斜构造和新黄3断层控制，分布范围较小，以次生气藏为主。于楼油层是黄金带油田主力含油层系，分布面积大（4.7平方公里），含油气层井段长，油气主要分布在背斜构造的主体部位和东部的断阶带上，构造主体部位油气分布简单，受背斜控制明显，纵向上油、气、水界面较一致。东部断阶带油气受断层影响大，不同区块间油气富集程度变化也大。

2) 油气富集控制因素：①油气受背斜构造控制明显，高部位以气层为主，低部位以油层为主，在轴部油、气层发育，远离轴部油层不发育或为水层。背斜南翼油气层发育，北翼相对较差。

②构造范围内5条三级断层和16条四级断层将油田切割成19个断块，油气分布受断块控制，特别是东部断阶带更为明显。高断块含油气井段长，厚度大。同时，晚期的断裂活动在构造高部位形成次生气藏。

③在东营组、沙河街组二段及一段部分砂岩组砂体岩性变化对油气层发育亦有一定影响。

3) 油气藏类型：沙河街组一段中部、一段下部、二段、三段为原生油气藏。沙河街组一段上部、东营组为次生油气藏。

依据圈闭条件，沙河街组一段中部、一段下部为构造油气藏（主要是构造—断块油气藏）。东营组、沙河街组一段上部为岩性油气藏（主要是砂岩透镜体油气藏）。

(5) 流体性质　原油性质具有低密度、低粘度、低含硫的特点。从纵向上看，由浅至深密度、粘度降低，凝固点、含腊量升高。油田范围内平面上原油性质变化不大，见表1–11–5。

油田水为碳酸氢钠型，总矿化度为1881～8917毫克／升，氯根为115～469.8毫克／升，重碳酸根为884～7564毫克／升。总的变化规律是：由浅到深矿化度增加。

二、油田勘探、开发简况

1.油田勘探、开发及阶段划分

黄金带油田自1968年黄1井首获工业油流揭开勘探、开发的序幕以后，在"边勘探、边开发、边建设"的三边方针指导下，勘探上采取由构造高点逐步向外扩展的办法，勘探的步子迈得很小。1970年10月，在油气比较富集的4.7平方公里范围内部署详探、开发基础井网，同时，外甩扩边。到1973年7月，构造主体部位基本投入全面开发。1975年以后由于西部凹陷西斜坡的重要发现，该油田勘探工作暂时中止。

油田的开发过程大致可以划分为三个阶段：

(1) 第一阶段（1971.6～1973.7）　实施300米三角形详探、开发基础井网。钻新井，建产能，共投产油井43口，油田日产量最高达483吨，达到最高峰，采油速度高达2.1%。由于靠天然能量生产，产量、压力下降都较快，压力下降了10%～40%，产量年综合递减达22.8%以上。

(2) 第二阶段（1973.8～1975.8）　根据生产需要，油田扩边、加密井网、并采取综合措施，提高了产量，减缓了递减，产油的形势有所好转。

(3) 第三阶段（1975, 9～目前） 为了提高油层压力，扭转油田开发上的被动局面，开始对油田进行综合调整，并进行注水试验。1975 年 9 月，黄 101 块开始注水。1980 年 12 月编制了综合调整方案。通过几年来的综合调整治理，油田开发形势有所好转，特别是主力区块产量趋于稳定。油田开发上由于注采系统不完善等原因仍存在不稳定因素，主要表现为非主力区块压力、产量水平低。如黄 5 块沙河街组一段上部、中部总压降分别达 12.88、14.38 兆帕，压力系数只有 0.65，全块 11 口井目前只能开井 4 口，日产 15 吨，采油速度只有 0.26%。

表 1-11-5 流体性质统计表

油层	原油								天然气	
	密度 (g／cm³)		粘度 (mPa·s)		凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶+沥青 (%)	含硫量 (%)	相对密度	甲烷含量 (%)
	地面 (20℃)	地下	地面 (50℃)	地下						
马圈子	0.8741～0.9098		10.84～22.26		−5～10	5.67～10.09	7.55～9.27	0.1296～0.155	0.6212	90.24
黄金带	0.7117～0.8792		5.05～12.59		29～32	14.7～19.86	5.96～11.68	0.0473～0.112	0.6689	85.69
于楼	0.8148～0.8331	0.6068～0.6495	2.37～12.17	0.422	24～28	13.35～18.04	2.38～6.43	0.055～0.0752	0.7365	79.13
兴隆台	0.8013～0.8245	0.6003～0.6501	1.67～3.81	0.45～0.22	22～32	16.9～24.9	3.32～5.9	0.0407～0.083		
热河台	0.8152～0.8255		2.23～3.30		22～25	11.46～12.8	5.44～5.77	0.0311～0.0372		

在综合治理的同时，加强油层综合挖潜取得较好效果。黄 67 井原解释为水层，经试油出油后，对黄金带油田进行重新对比，在黄 101 块东北部扩大了新的含油面积，以 400 米井距部署井 11 口，目前已实施 5 口，获得单井平均 20.4 米油层的好结果，给油田带来新的生机。

2.油田地质工作与认识

黄金带油田地质工作是在对复杂断块油田不断认识、不断深化的过程中开展的。对复杂断块油田虽没有形成一套完善而有效的地质工作方法，但通过几年来的工作实践和总结，对如何加深复杂断块油田的认识及针对性的解决勘探、开发上的具体问题已摸索出一些经验和方法。

(1) 通过黄金带油田的勘探、开发，进一步加深了对断层作用的认识 ①断层在活动期间起着油气通道作用，使原形成的油气藏重新再分配，在浅部适当部位聚集形成次生油气藏。断裂终止活动后起着封闭储集层流体的作用，使断块间有各自不同的油气分布规律。表

现在纵向油气分布上为多套油水组合叠加分布；浅层气藏的发育层位受断层活动时间的控制，断层终止在什么层位，浅层次生气层发育到什么部位；同一构造圈闭范围内不同断块间油气发育程度、油气、气水、油水界面深度都不相同。

②由于断层都是高角度正断层，在复杂断块的升降活动中会产生一些在不同时期作正反向活动的断块，如受南倾的黄103断层控制的黄4断块（北块）与黄1断块（南块），在沙河街组一段上部沉积时期是北块上升南块下降，沙河街组一段上部的厚度黄1块大于黄4块。东营组沉积时期由于与黄103断层在同一位置但升降方向相反（北倾）的新黄3断层活动，使南块上升北块下降，控制了东营组的沉积，黄4块的东营组厚度反比黄1块大。这是由于同一位置上断层活动时间不同、升降方向相反造成的。

③认识到黄金带油田油气圈闭有“背斜型”和“断阶型”两种类型。构造主体部位主要是“背斜型”，但为断层复杂化。东部断裂带主要为“断阶型”，该带断裂活动强烈，油气分布复杂，但在有利部位可形成富集程度很高的油气藏，如断阶带上的黄5块，它是10个含油断块中油气最富集的一个断块，占有油田储量的32%，块内的黄5井仅马圈子油层的油气层总厚度就达95.3米。

(2) 按油、气、水空间分布关系进行油气藏类型划分　以黄金带油田为例，通过对油气水分布规律的分析，在1972年第一次提出了按油、气、水空间分布关系进行油气藏类型划分的意见，归纳了Ⅲ类11种油、气、水空间分布组合关系，对油田开发及动态分析起到一定的作用。

(3) 滚动勘探开发方案的实施　结合断块油田的特点，在总结贯彻“三边”方针中的经验教训后，逐步认识和摸索出一套符合断块油田地下特点的滚动勘探开发方法。

断块油田油气分布受构造发育、断裂活动、储集层砂体变化等多种因素的影响而复杂化，对它的认识很难一次完成，往往需要积累大量资料才能加深认识。断块小而封闭性强是断块油田的基本特征之一。在一定意义上说，每一个基本断块就是一个“小油田”，每一个基本断块都可以作为独立的开发单元进行部署，在一个油田内各断块间的勘探、开发可以交叉进行。由于断块小，每口井又必须考虑一井多用，探井部署就要考虑作为开发井利用。滚动勘探开发方法能够为勘探开发争取时间，及早形成生产能力。

采用滚动勘探开发方法要处理好几个关系：

要重视第一性资料，加强随钻分析，以便选准主攻目标，集中力量一块块的“吃掉”，也就是处理好“稳、准、狠”的关系。

在勘探开发部署实施时，要处理好勘探与开发的关系，即探储量和拿产量的关系，要注意深层与浅层兼顾、地面与地下兼顾，把钻井、试油、取资料等各项工作有机结合起来，还要处理好勘探与开发阶段的衔接。

要立足于整个构造带含油，处理好高产断块与低产断块的关系。

第三节　于楼油田

一、概况

1.基本情况

于楼油田位于下辽河坳陷东部凹陷黄金带断裂背斜构造带的中段，北靠热河台油田，南接黄金带油田。

1968 年，通过地震工作发现于楼构造显示，同年在构造顶部钻第一口预探井——于 1 井，发现沙河街组一段油层，通过试油，在 2100.6～2221.6 米井段获工业油流，折算日产油 111.2 吨，遂发现了于楼油田。该油田 1973 年 1 月投产。1983 年开始试注水，目前已有 7 个断块投入注水开发。

该油田从上到下共有黄金带油层、于楼油层、兴隆台油层、热河台油层等 4 套油层。

到 1988 年底共钻井 100 口，其中岩芯资料井 11 口，取芯进尺 1020.44 米，岩芯长 890.01 米，平均岩芯收获率 87.22%。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征　于楼油田分层岩性与沉积特征与毗邻的黄金带油田相近似。

沙河街组一段中部划分为 7 个砂岩组，砂岩组厚度为 10～80 米，一般为 50～70 米。砂岩组间隔层稳定，主要为深灰色泥岩，厚度一般大于 5 米，稳定程度达 100%。储集层矿物成分以石英、长石为主。长石含量一般占 30%～33%。岩屑含量较高，一般为 22%～30%，以酸性喷出岩块为主。储集层胶结类型以孔隙、接触式为主，约占 90%。胶结物含量约为 8%，以泥质为主，其次为方解石。

沙河街组一段中部砂岩多见多韵律水平层理、斜层理和波状层理。纵向上从岩石结构、构造及古生物特征上反映出水体加深、环境趋于稳定的沉积条件。

7 个砂岩组中除 2 个砂岩组砂体局部分布外，其余 5 个砂岩组砂体分布普遍，以Ⅱ、Ⅴ组砂体更为发育。

沙河街组一段下部储集层与一段中部近似，依据两个标志层对比划分出 5 个砂岩组 10 个小层。隔层条件好。砂岩颗粒成分中岩屑含量高达 30%～70%，胶结类型以接触式为主（占 50%），胶结物主要为结晶方解石和高岭土。

岩性变化明显受古构造控制，沉积时期的古构造高部位以中、细粒硬砂质长石砂岩、混合砂岩为主；低部位明显变粗，岩屑含量增高，以中—粗粒混合砂岩，硬砂质长石砂砾岩为主。

从岩芯资料看出，该套油层顶部沉积环境相对稳定，多见水平层理。从Ⅱ砂岩组向底部波状层理、交错层理增加。底部搅混构造、掺和构造发育，且多见泥砾和冲刷面。反映沙河街组一段下部的沉积过程中，存在一个由水动力条件相对不稳定向稳定环境转变的过程。在砂层内部同样由一些次一级的韵律层组成。最大韵律段厚度为 2.3 米，最小 0.3 米，平均 0.94 米。

(2) 构造　于楼构造是一个两侧为北东向断层夹持的短轴背斜，轴向近南北向，轴长约 5.5 公里，东侧受二级主断层牵引呈断阶形式，构造内部被北东、北西向两组断裂切割而复杂化。

构造圈闭面积约 16.0 平方公里，闭合高度为 400 米。

构造发育具继承性。沙河街组三段、二段沉积时期呈穹窿状背斜，构造高点在于 2、于 35 井附近。中部发育一条主断层，断层西部呈高垒带。沙河街组一段沉积时期，中部的主断层停止活动。在断裂活动的影响下，构造呈短轴背斜，同期北东向的断裂较活跃。到东营沉积时期，经多次构造变动，背斜形态基本成型，该时期发育一组北西方向南降断层，使整个构造被切割为呈阶梯状级级南降的 5 个断块。

于楼构造共发育了 23 条断层，均为高角度正断层，倾角一般 70°左右，分为北东和北西向两组。北东向断层一般断距较大（150～200 米），平面延伸较长，特别是构造两侧的主

断层，发育期长且控制沉积。北西向断层一般发育较晚，多为东营组沉积时期发育，断距小、平面延伸短（100 米左右）。构造中部的主断层是一条早期发育的断层，控制沙河街组一、二段沉积，使构造东、西两侧沙河街组二段厚度相差达 200 米。于 1 断层也是构造内部的主干断层，为北西走向，在沙河街组一段沉积时期发育，控制了一段上部沉积，将构造分为南北两部分，造成南北油气分布的明显差异。

于楼构造被两组断层切割成 14 个断块，断块最大面积 4.6 平方公里，最小仅 0.2 平方公里，平均断块面积 0.5 平方公里，属小断块油田（图 1–11–3）。

（3）储集层物性　沙河街组一段中部、一段下部两套储集层物性差异性较大。前者属中低渗透层，后者物性好于前者，但平面变化大，表现北好南差的变化特点。例如北部于 4 块、于 101 块 3 口井资料统计孔隙度一般为 19.2%～26.8%，空气渗透率平均 2848×10^{-3} 二次方微米。南部于 11 块、于 22 块 2 口井分析结果，平均渗透率不足 50×10^{-3} 二次方微米。油层物性分析结果见表 1–11–6。

表 1–11–6　油层物性统计表

油层	孔隙度（%）			渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）			粒度中值（mm）			分选系数			泥质含量（%）			碳酸盐含量（%）		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
沙一段中部	24.7	4.2	19.6	2540	<1	204	0.72	0.024	0.286	3.54	1.24	1.712	32.4	2.25	9.68	17.8	0	0.61
沙一段下部	28.4	10.0	22.0	20230	<1	2823.6	1.43	0.035	0.316	3.76	1.36	1.75	24.75	6.3	9.54	15.1	0	0.96

储集层非均质性较强，两套储集层亦有差异。沙河街组一段中部层间物性差异较大，个别相邻层平均渗透率可相差 20 倍，层内每个韵律间渗透率变化亦很大，非均质系数高达 18.71。均质段之间渗透率相差最大 29 倍，粒度级差跳跃最大可达 5 级，即粉砂岩可直接与砂砾岩接触。沙河街组一段下部与中部比较，层间差异相对较小，但层内非均质程度更为严重。例如于 7–9 井根据岩芯资料分析表明，砂岩组间与单砂层间渗透率的级差一般为 7～8 倍，而层内不同均质段的平均渗透率有的相差可达 248 倍。

各砂岩组砂体以第四砂岩组最发育，分布稳定，砂岩厚度一般为 20～40 米。其他几个砂岩组砂岩厚度一般为 5～15 米，分布范围较小。

（4）油气水分布与油气藏类型　于楼油田在纵向上从沙河街组一段上部—三段上部都有油气分布，但以一段中部，一段下部最富集，其他层只零星分布。沙河街组一段中部油气层集中在该含油层系的中、下部，一段下部油气层集中在该段上部。

沙河街组一段中部油气在平面上主要集中发育在构造南翼，以于 11 井附近最为发育，油层厚度一般 15～20 米，单井最厚可达 46.2 米。另外，在构造北部于 2 块的于 34、于 21

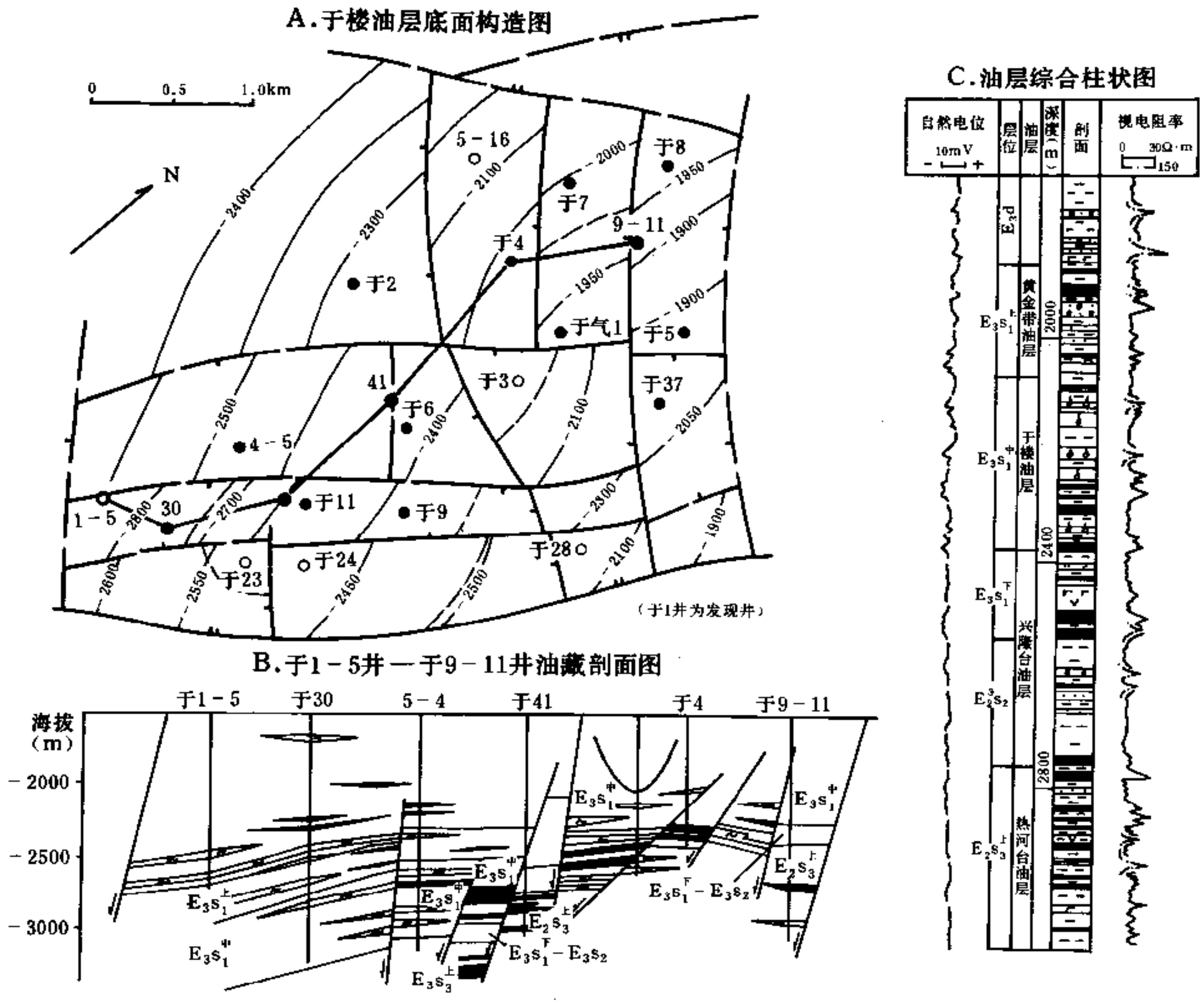


图 1-11-3　丁楼油田综合成果图

等井也见到油层并获得工业性油气流，但油层厚度不大。沙河街组一段中部次生气藏主要发育在北部的于 9-10 井附近，气层较发育，为多层边水气藏的复合体。单井最大气层厚度可达 43.0 米。

沙河街组一段下部油气主要分布于构造中部的于 1、于 6、于 101 等块，其他部位零星分布。富集块油气层呈中—厚层状。单层厚度一般 2～3 米，最厚为 13.4 米。纵向上 5 个砂岩组以第四砂岩组油层最发育。

油气富集的控制因素如下：

①断层、断块对油气分布控制明显。于 1 断层将于楼构造分为南北二部分，对沙河街组一段中部油气分布控制明显。该层油气主要集中在于 1 断层南部，储量占一段中部总储量 70%以上。断层北部构造高部位以次生气藏为主，油层零星分布。

②沙河街组一段下部油气富集于古构造高部位：在一段下部沉积时期，中部主断层活动，使构造西部相对抬高，造成了沙河街组一段下部油气富集的有利条件。

③岩性对油气分布的影响：储集层砂体的发育状况影响油气的富集程度。如沙河街组一段下部以第四砂岩组砂体最发育，平面上连片分布，除构造东、北部外，砂岩厚度多在 20 米以上，向西加厚，油气层也较发育，7-11 井油层厚达 24 米。其余各组砂岩不发育，油气层也多呈透镜状零星分布。

于楼油田的油气藏类型以断块—背斜油气藏为主，其次为岩性尖灭油藏。与黄金带油田相比有两点差别，一是背斜构造形态对油气控制不如黄金带油田明显，而断层、断块的控制作用比较突出；二是砂体发育程度差异比黄金带油田大，透镜状岩性油藏所占比例更大。非主力油层多具有岩性油藏的特点。

(5) 流体性质　于楼油田原油具有低密度、低粘度、低含硫的特点，但与黄金带油田相比，原油密度、粘度略有增高，见表 1-11-7。

表 1-11-7　流体性质统计表

油层	原油								天然气	
	密度 (g/cm^3)		粘度 (mPa · s)		凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质+沥青质 (%)	含硫量 (%)	相对密度	CH_4 (%)
	地面 (20℃)	地下	地面 (50℃)	地下						
沙一段中部	0.825～0.843		2.29～6.31	0.01～1.12	18～27	11.16～14.71	5.55～10.34	0.0691～0.1168	0.7345	80.06
沙一段下部	0.8215～0.834		3.09～3.8	1.10～1.12	22～27	13.13～15.82	3.06～4.31	0.063～0.0679	0.6532	88.77
沙一段上部	0.855～0.874		7.67～11.38	1.02	21～26	13.11～13.15	7.58～9.41	0.1078～0.132		

地层水型为碳酸氢钠型。沙河街组一段中部、一段下部油田水总矿化度接近，为3800～5600毫克／升，氯根166～1240毫克／升，重碳酸根2196～3445毫克／升。

二、油田勘探开发及地质研究简况

发现于楼油田（1968～1969）：

1968年，在地震工作的基础上，在有利部位钻于1、于2两口预探井，发现沙河街组一、二段含油层，经试油分别获得工业油气流，确定于楼构造为油气田。

油田勘探暂时中断（1969～1971）：

由于于2井试油产量不高，于3井钻探落空，加上当时集中力量钻探黄金带、兴隆台两个有利构造，于楼油田的勘探暂时中断。

详探于楼油田并投入试采（1972～1974）：

到1973年底，于楼构造共钻井22口，基本上掌握了油田的构造面貌和油气分布状况，并于1973年1月开井投入试采。初期投产油井13口，气井1口。平均井距为600～800米，日产油110吨左右。

于楼油田工作再次中断（1975～1981）：

由于于楼油田的构造及油、气、水关系复杂，以及钻探力量集中勘探西部凹陷西斜坡，钻机再度转移，钻探工作暂时停止。这时期油田试采产量逐年下降，到1981年底，开井7口，日产油只有32吨。

完善开发井网（1982～现在）：

考虑4个断块长期试采需钻开发井，在对地质规律有新认识的基础上，对已经发现的含油断块扩边，加深探新层，并勘探新的断块，于1981年12月和1983年9月两次制定于楼油田详探、开发部署，以便完善主力区块井网。1987年～1988年在三维地震解释的基础上，在于楼油田东侧对驾掌寺断阶带上的于50块集中钻探，获得4套油层，到1988年底全块投产油井12口，日产油143吨，累积产油7万吨。为进一步寻找新的有利区块开创了可喜前景。

全油田虽然已有7个注水开发块，但由于油层物性差，注不进水，目前正常注水井仅有2口，全油田基本靠天然能量开发，压力产量下降快，于50、于30等主力块更为明显。全油田开井66口平均泵效只15.8%。

通过1973、1982、1987年三次对于楼油田集中钻探和地质研究，对油田构造、断裂的发育特征，储集层特征及油、气、水分布等都有了比较清楚的认识。由于断块破碎，地下地质条件复杂，要搞清小断层，进而进一步落实构造，以及掌握油气聚集规律和控制因素，寻找新的含油断块等，还需要做一定工作。

第四节　兴隆台油田

一、概况

1.基本情况

兴隆台油田位于辽宁省盘锦市兴隆台区境内。构造上位于西部凹陷兴隆台断裂背斜构造带上。该带东临冷东断阶带，西接盘山洼陷，南向清水洼陷倾没，北连陈家洼陷。呈北东—南西向展布，延伸长约20公里，宽约10公里。构造面积约182平方公里，包括兴隆台和马圈子两个局部构造。

1969年9月，兴1井试油，首获日产152.4吨的高产原油，从而发现了兴隆台油田。1970年3月，国务院批准辽河石油会战，兴隆台油田成为主战场。同年11月，在兴1断块区内部署300米井距的三角形生产井网，开辟了开发试验区。1974年9月，兴1断块兴33井转注，油田进入注水开发阶段。

兴隆台油田共有马圈子、于楼、兴隆台、热河台、太古界潜山等5套含油层系，其主力油层为兴隆台油层，其石油地质储量占该油田探明总地质储量的68%。

截止1989年底，完成各类井829口。油井416口，开井257口，井口日产油1693吨，到1989年底，核实累计采油量2327.8万吨。

兴隆台油田历年岩芯资料井有109口，取芯进尺8938.09米，岩芯长度7778.04米，平均岩芯收获率87.0%；其中密闭取芯井7口，取芯进尺514.44米，岩芯长444.95米，平均岩芯收获率86.5%，密闭率54.1%。

2.主要石油地质特征

(1) 地层　兴隆台油田沉积了巨厚的第三纪地层，主要为一套河、湖相沉积。以马深1井揭穿厚度最大，达4655.32米未穿，北部沉积厚度最薄处2200米就钻遇太古界花岗片麻岩基底。

下第三系自下而上发育了沙河街组三段、沙河街组二——一段和东营组3个次级旋回。

1) 房身泡组(即"可疑沙四段")：目前钻遇"可疑沙四段"的井有28口，分布在兴隆台构造北部兴20、兴1断块区，揭穿厚度最大的井为兴86井，厚达400米。由西南(兴86井)向东北向(兴70井)变薄尖灭。下伏为太古界花岗片麻岩基底。

下部为一套以花岗岩块为主的棕红色花岗角砾岩，含有大量火山喷发岩块，角砾大小混杂，以碳酸盐胶结为主，岩性致密坚硬，但裂缝、孔洞较发育。

上部为紫红色泥岩、砂砾岩夹有基性玄武岩。砂砾多以玄武岩岩块为主，次为花岗岩岩块，大小混杂，分选差，玄武岩风化深，绿泥石化现象普遍，顶部多遭蚀变，孔缝发育。

化石稀少，仅在该组上部见有少量 *Cypris postilonga*　后长金星介。

2) 沙河街组三段：沙河街组三段沉积时期接受了一套以褐灰色、深灰色泥岩为主的沉积，夹有油页岩、白云质石灰岩，其中不同程度地发育有3组砂岩、砂砾岩。底部为一组分选差、含大量花岗岩块的底砾岩。地层厚度370～1800米以上，与下伏的房身泡组和太古界花岗片麻岩基底呈角度不整合接触。

暗色泥岩发育，厚达千米以上，具有良好的生油条件。

该段化石丰富，下部以 *Huabeinia chinensis*　中国华北介、*Tulotomoides*　似瘤田螺，上部以 *Huabeinia Ventricostata*　腹脊华北介和 *Huabeinia Costatispinota*　脊刺华北介化石为代表。

3) 沙河街组二段：该段沉积时期接受了一套粗碎屑沉积，夹薄层灰色泥岩和少量杂色泥岩，厚度为150～250米。与下伏沙河街组三段呈不整合接触。

下部以灰白色砂砾岩为主，上部以正长石砂砾岩为主，砂体分布广、延伸远。上、下砂岩组之间有稳定的泥岩段隔层，统称"低阻泥岩"，为兴隆台油田的对比标志。

化石有 *Camarocypris elliptica*　椭圆拱星介、*Cypria gargara*　丰富丽星介等。

4) 沙河街组一段：沙河街组一段沉积时期形成了一套灰色砂岩、含砾砂岩与深灰色泥岩、褐色油页岩、褐色钙质页岩组成的互层，纵向上砂质岩分布集中，多呈砂岩段出现，形成厚10～20米的砂岩组，泥质岩段单层厚30米左右。地层由北而南逐渐加厚，一般厚200

~400米，与下伏沙河街组二段为整合接触。

本段化石丰富，有 *Guangbeina lijiaensis* 李家广北介、*Stenothyra jinxianensis* 锦县狭口螺等化石，化石保存较好。

5）东营组：东营组属河流—沼泽相沉积，为一套灰绿色、杂色泥岩与灰白色砂岩、长石砂岩的薄互层，下部炭质泥岩发育，地层厚度自北向南增厚，一般400~1500米，与下伏沙河街组一段呈不整合接触。

本组化石有 *Chinocythere cornuta* 具角华花介、*Phacocypris guangraoensis* 广饶小豆介、*Dongyingia inflexicostata* 弯脊东营介、*Dongyingia dorsinodosa* 背瘤东营介、*Tianjinospira monostichophyma* 单列瘤天津螺、*Baltisphaeridium laxispinosum* 疏刺波罗的刺球藻、*Prominangularia* 角凸藻属等。

（2）构造　兴隆台断裂背斜构造带可分为南、北两个局部构造。兴42井区以北属北部构造（即兴隆台构造），构造高点在兴212断块，从基底潜山油层到上覆的热河台、兴隆台、于楼、马圈子等各油层的构造形态基本吻合。是一个具有继承性长期发育的局部构造。马7断块区以南属于南部构造（即马圈子构造），构造高点在马19断块，其基底潜山隆起不明显，而上覆的热河台、兴隆台、于楼、马圈子等油层的构造形态也基本相似，它是一个为后期断裂活动形成的新构造。各油层的构造要素见表1-11-8。

表1-11-8　兴隆台构造要素表

标准层	轴向	构造面积			闭合高度(m)	构造倾角		备注
		长轴(km)	短轴(km)	闭合面积(km^2)		东翼	西翼	
马圈子油层(底)	NE 29°	16.0	6.0	96	1000	5°~11°	5°~11°	
于楼油层(9号底)	NE 29°	16.0	6.2	100	1000	6°~10°	6°~10°	
兴隆台油层(9号底)	NE 29°	16.0	6.5	104	1000	7°~8°	7°~8°	面积为7个断块区以内的面积
热河台油层(底)	NE 29°	14.0	5.5	77	600	5°	5°	
潜山油层(顶)	SW 90°	8.7	5.7	50	1200	21°	21°	

兴隆台油田共发育有54条断层，其中有9条为三级断层，将兴隆台油田切割为7个断块区，在7个断块区内共发育45条四级断层，将7个断块区切割成53个断块，其中43个含有油气。含油面积最大的断块为3.95平方公里，最小的为0.08平方公里，一般为1平方

公里，平均1.2平方公里，使兴隆台油田成为一个比较复杂的断块油田。

三级断层平面延伸方向有两组。北东向的断层一条（兴237—马45断层），延伸长20公里，断距100～360米，倾向东南，倾角50°，贯穿兴隆台油田东部边界，并为油田内部的东西向断层切成四节。东西向断层有8条，即兴77、兴63、兴12、兴42、马26、马1、马63、马54等断层，平面延伸5.5～11公里，断距120～800米不等，断层倾角较小，一般为40°～50°，属低角度正断层。

断层发育的时期较晚，多在沙河街组一段沉积时期以后形成。断层断开的层位较深，其中马1断层根据地震资料分析，一直下切到古老的基底。三级断层一般控制东营组的沉积厚度，也控制油气的分布。

兴隆台油田发育的8条东西向断层，由于延伸距离较长，均横切兴隆台背斜构造带，在纵向上，断层切开不同层位，因此这8条断层在不同层位形成不同的断块区。

四级断层多是三级断层派生的断层。其走向多变，有东西向、北东向及北西向三组。平面延伸一般为0.7～4.0公里。断距一般为30～100米。断层面倾角一般为50°～70°。四级断层使各断块区又分成若干个四级断块，四级断块之间地质特征差异较小，但由于断层对油气的封隔性较强，往往使四级断块形成独立的油气藏（图1-11-4）。

（3）储层 兴隆台油田自下而上发育了太古界、热河台、兴隆台、于楼、马圈子等五套油层，各套油层储油特征变化较大，见表1-11-9、1-11-10。

表1-11-9 油层岩性、物性统计表

油层	岩性											物性	
	岩石名称	粒度分析							胶结情况			孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)
		主要粒级（mm） 重量 %					中值(mm)	分选系数	成分	含量(%)	类型		
		1～0.5	0.5～0.25	0.25～0.1	0.1～0.05	0.05～0.01							
马圈子	长石砂岩			39.3	25.6	14.5	0.088	1.6	泥质	13.0	接触式 孔隙式	25.7	209
于楼	硬砂质长石砂岩		47.3	37.8	4.9		0.364	1.78	泥质	8.17	接触式 孔隙式	26.0	4410
兴隆台	硬砂质长石砂岩	21.6	33.2	24.0			0.379	1.99	泥质 钙质	7.4 4.3	孔隙式	18.6	1789
热河台	富石英杂砂岩	38.6	17.0	11.9			0.543	2.6	泥质	12.3	基底式 孔隙式	15.7	26
太古界	角砾岩 花岗岩											1.3～11.6	<1

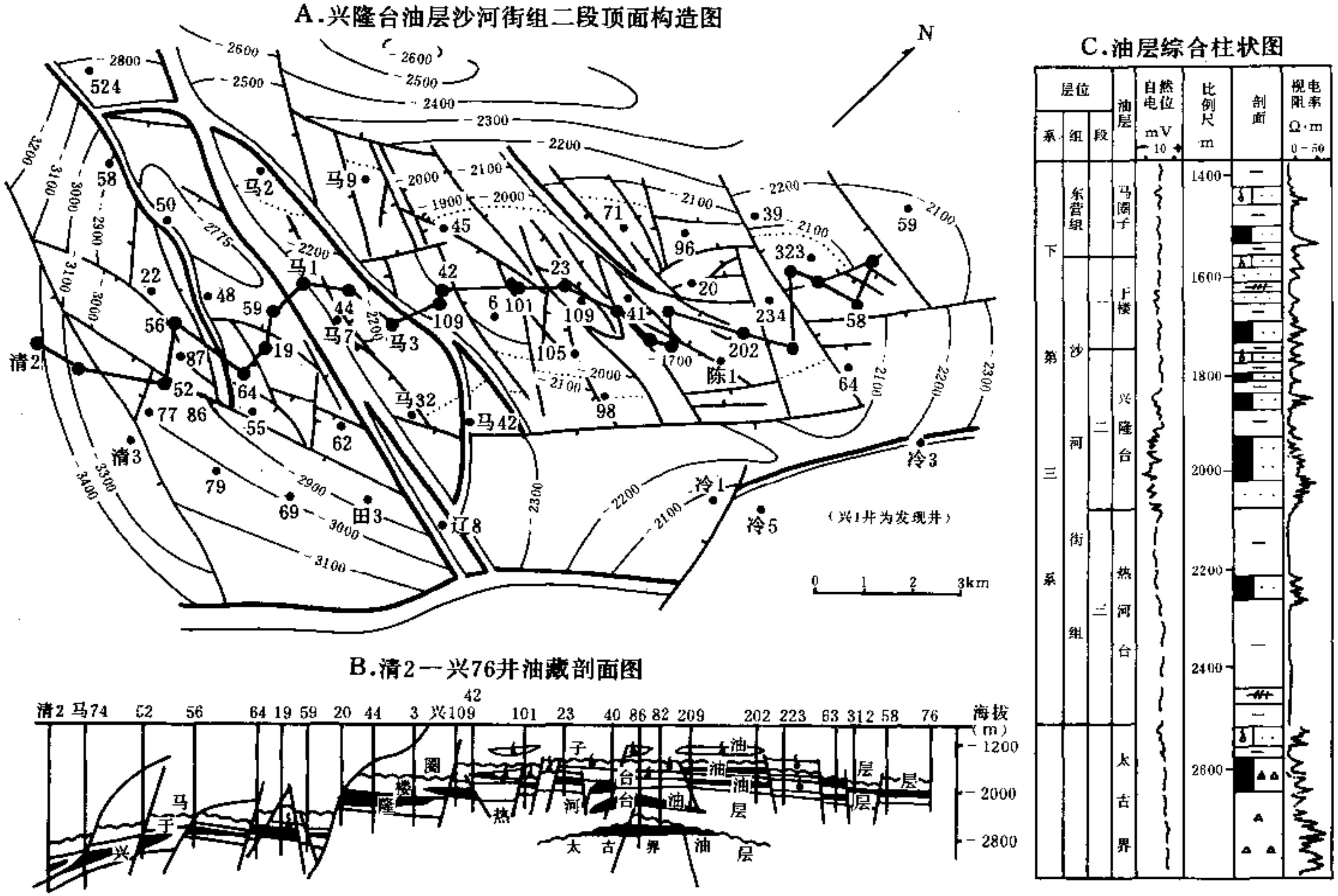


图 1-11-4　兴隆台油田综合成果图

表 1-11-10 孔隙结构参数表

岩样数(块)	层位	孔隙度(%)	渗透率($10^{-3}\mu m^2$)	最大连通孔喉半径(μm)	喉道均值(μm)	喉道分选系数	喉道分布偏态	喉道相对分选系数	喉道均质系数	平均孔宽(μm)	配位数	孔喉比	备注
22	马圈子油层	33.0	691	52.8	6.65	5.62	1.33	1.27	0.23				
26	于楼油层	27.3	958	11.7	4.25	3.52	0.50	0.95	0.32	78.9	2.73	20.8	
354	兴隆台油层	19.8	1118	67.7	12.9	16.9	1.14	1.16	0.29	97.5	3.05	9.2	

1）太古界潜山储油层：储集层岩性为太古界花岗片麻岩，还包括其上属于残积、坡积物的花岗角砾岩和火山岩，（含沙河街组底砾岩），储集空间主要为裂缝和孔洞，但潜山顶部风化壳及残积物和坡积物内也有孔隙性储油层。构成了潜山油藏的多种储集类型。

根据兴 70、兴 209 井岩芯观察，潜山储油层的岩芯破碎，裂缝发育，并具有小孔洞。裂缝发育状况见表 1-11-11。

表 1-11-11 裂缝、孔洞镜下观察结果

裂缝组系组数	裂缝面密度(条／cm^2)		裂缝线密度(条／cm)		裂缝宽度(mm)		孔洞直径(mm)	
一般	最多	一般	最多	一般	最大	一般	最大	一般
2～3	60	10～30	20	2～7	1.0	0.02～0.04	1.0	0.5

裂缝充填物有方解石、硅质、绿泥石、铁泥质、粘土等，充填情况可分为：完全充填（堵塞裂缝）；半充填（裂缝通道变细）；未充填（裂缝开启）；充填物溶蚀（形成次生溶洞或溶孔）四种类型。

2）热河台储油层：热河台油层（沙河街组三段上部）厚度 200～400 米，上部是大套灰色泥岩，下部为储集砂岩集中段，岩性是一套具有“混凝土状”特征的砂砾岩。根据钻井取芯资料，砂岩具有递变层理，属浊积砂体。在砂粒分选和物性相对较好的砂体中才有储油条件，储油的孔隙类型主要是粒间孔。

岩石结构为混合砂岩、砂砾岩。镜下鉴定为不等粒砂岩或砾状砂岩，分选差，以粉砂、细砂、中砂为主，粗砂较少，但含砾石。储油部分的砂岩分选系数平均为 2.6，粒度中值平均为 0.543 毫米。

砂岩成分变化较大，石英碎屑含量在 15%～65%，为富含石英的杂砂岩，其它成分有长石和岩石碎屑。

胶结物以泥质为主，占 12.3%。其次为泥晶方解石、粉砂等成分。粘土成分为高岭石、云母类。胶结类型多为基底式，部分为孔隙和接触式胶结。

热河台储油层物性不好，由于泥质含量高，孔隙度变化较大，最大 27.2%，最小 4.4%，平均 15.7%。渗透率最大仅有 105×10^{-3} 二次方微米，多数小于 1×10^{-3} 二次方微米，平均 26×10^{-3} 二次方微米。

3）兴隆台储油层：兴隆台油层属沙河街组一段下部及二段。厚度为 300～400 米，以浅灰色砂砾岩、含砾砂岩、不等粒粗砂岩为主夹有深灰色泥岩、褐灰色灰质泥岩，组成不等厚互层。可分为 12 个砂岩组。兴隆台油层为扇三角洲砂体，储油层主体由分支流河道和沙坝砂体组成。

①岩性、物性，砂砾岩—含砾砂岩样品占 35.4%，不等粒砂岩样品占 30.9%，中砂—粉砂岩样品占 23.7%。岩性由构造中部向南、北方向变细。

砂粒成分中长石 35%～50%，石英 30%～35%，岩块 10%～20%。

胶结物成分，为结晶方解石和泥质混合胶结，方解石占 5%～7%，泥质占 5%～10%。胶结较疏松，以孔隙式为主、约占 50%，另外还有多种类型，其中接触式占 14%，接触—孔隙式占 11%，孔隙—基底式占 7%，基底式占 6%，充填式占 9%，嵌晶式占 3%。随着构造部位和沉积相带的不同，胶结类型有所差异，由北向南，由东向西基底式胶结显著增加，而孔隙式胶结减少。

兴隆台储油层物性总的较好。孔隙度平均 18.6%，渗透率平均 1789×10^{-3} 平方微米。兴 42 断块区以北物性相对较好，马 17 断块区以南物性相对较差。原始含水饱和度与岩性、物性有密切关系。含泥粉砂岩、粉砂岩的渗透率小于 100×10^{-3} 二次方微米，含水饱和度大于 30%；渗透率在 $100\sim10000\times10^{-3}$ 二次方微米的细砂岩及以上粒级的砂岩，含水饱和度在 30%～17%，见表 1-11-12。

5 口井 52 个样品的润湿性测定表明，储集层多为亲水和弱亲水类型。

②孔隙结构，兴隆台油层孔隙结构较复杂，孔隙类型以粒间孔为主，局部具粒内孔隙、胶结物内孔隙和粒间缝。孔隙结构的变化主要取决于沉积相带的变化，分流河道、沙坝砂体的孔隙结构类型为大孔粗喉型（见表 1-11-13），主要流动孔喉体积大，占 27.42%～29.08%，物性好，渗透率可达 $1020\sim3135\times10^{-3}$ 二次方微米。其边缘部位及其它相带相应的孔隙结构类型及物性相差甚多。

由于快速堆积，碎屑颗粒分选不好，磨圆差，颗粒呈游离状、支架状排列，多为点状接触。表现在孔隙结构上孔隙连通性好，具有高配位数，低孔喉比，高中渗透性。退出效率较高，一般 30%～60%。

粘土矿物成分主要有高岭石（占 34.13%）、蒙脱石（占 33.12%）、伊利石（占 32.75%）。高岭石以分散状存在于粒间，蒙脱石和伊利石多以薄层状包裹于颗粒表面，部分在孔隙中呈搭桥状存在。

③储集层的非均质性，兴隆台储油层为多韵律性的复合砂体。在同一个单砂体油层内，岩性变化大，韵律性强。一般厚 3～5 米的单砂体油层内可划分 5～10 个不同粒级的砂岩段。不同的相带粒级层序不同，河道砂体以正韵律为主，沙坝砂体以复合正韵律较多。河道砂体边缘为复合韵律、沙坝砂体的边缘部位有反韵律出现。通常具复合韵律和反韵律的单砂层较薄。

表 1-11-12 兴隆台油层各断块区物性统计大表

项目/数据 区块	孔隙度（%）				渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）				粒度中值（mm）				分选系数				泥质含量（%）				碳酸盐含量（%）			
	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般
兴 58	28.2	5.7	21.4	15～22.6	12400	<1	1473	247～2922	0.86	0.043	0.274	0.126～	3.92	1.31	1.75	1.6～2.01	24.2	0.9	6.68	4.84～8.36				
兴 20	35.4	4.4	24.8	16.2～26.3	41800	<1	5726	1061～12763	1.85	0.032	0.3477	[illegible]～0.558	4.28	1.29	1.83	1.54～2.5	29.5	0.56	7.84	4.09～9.66	26.6	0	3.44	1.04～4.66
兴 1	32.2	3.4	22.9	18.4～25.5	16580	<1	1416	111～3400	2.4	0.017	0.365	0.13～0.449	5.45	1.33	2.05	1.68～2.4	39.4	0.9	10.39	7.01～13.45	46.67	0	3.06	1.24～7.13
兴 42	29.6	4.7	21.5	16.7～23.4	20600	<1	4742	1141～7649	2.62	0.025	0.591	0.168～0.991	5.28	1.25	2.04	1.52～2.27	38.85	0.25	5.71	2.25～8.9	48.2	0	2.63	1.2～5.1
马 7	29.4	4.0	17.5	11.1～19.6	24700	<1	1573	164～2357	2.52	0.038	0.3147	0.23～0.592	4.34	1.31	1.865	1.58～2.19	31.35	0.86	7.41	3.63～13.35	45.2	0	3.99	1.72～6.42
马 19 东	23	1.3	15.49	14.6～17.5	13600	<1	887	380～2445	1.89	0.041	0.403	0.186～0.522	3.43	1.25	1.81	1.53～2.63	20.9	0.08	5.4	3.22～7.78	51.8	0	5.56	1.19～7.78
马 19 西	20.7	3.6	14.8	8.9～16.9	2105	<1	95.8	23～173	0.66	0.101	0.31	0.208～0.37	3.7	1.09	2.04	1.32～2.4	32.1	1.5	9.93	5.26～14.1	40.6	0	13.5	3.65～22.8
马 56	23.2	1.9	14.8	8.2～16.9	5040	<1	178	5～263	0.66	0.034	0.177	0.095～0.207	2.78	1.31	1.66	1.56～1.86	27.8	2.1	9.28	7.9～13.69	33.5	0.5	6.38	3.62～17.25
全区	35.4	1.3	18.6	8.2～26.3	41800	<1	1789	5～12763	2.62	0.017	0.379	0.095～0.991	5.45	1.09	1.99	1.32～2.5	39.4	0.08	7.4	2.25～14.1	51.8	0	4.3	1.04～22.8

表 1-11-13　不同相带的孔喉分布

相带	平均喉道半径 (μm)	分选系数	偏态	峰态	峰位 (μm)	峰值 (%)	最大连通喉道半径 (μm)
分流河道	26.79	36.1	1.82	5.92	25−40	12.8	154.1
沙坝	11.93	13.9	1.03	2.15	16−25	16.0	53.5

由于粒级变化大，物性变化亦大。例如马 31 井第十一砂岩组电测解释 13 号层，油层厚 14.9 米，渗透率最高 15290×10^{-3} 二次方微米，最小 6×10^{-3} 二次方微米，根据渗透率变化可划分 10 个均质段，变异系数为 0.876，级差为 1068，突进系数 2.739。

各种沉积相带的砂体均质程度不同。一般河道砂体的油层较厚，岩性较粗，胶结物含量少，变异系数小。

层内不稳定夹层较发育，岩性有钙质砂岩、粉砂质泥岩，厚度 10～50 厘米不等，渗透率小于 1×10^{-3} 二次方微米，不含油。其垂直渗透率仅有水平渗透率的 54%。

兴隆台油层砂体为扇三角洲沉积。据第七、八砂岩组细分沉积相研究，大量碎屑物来自东部的中央凸起，砂体呈北东向和近东西向展布。河道砂体成条带状，宽约 300 米，长约 5～7 公里。沙坝砂体成叶状分布，往往在横向上几个叶状体相连，呈席状分布，长宽相等，约 2～3 公里。

河道沙体的分布特征，决定了兴隆台油层南北向连通较差，而东西向连通较好。在四级断块内，400 米井距单砂体连通程度在 80%以上。

在纵向上由于不同相带的砂体互相重叠，造成层间渗透率有严重的非均质性。马 31 井第六砂岩组内，解释 6 号层，渗透率最大为 31×10^{-3} 二次方微米，平均为 10×10^{-3} 二次方微米，属于低渗透层，而 7 号层最大渗透率达 3700×10^{-3} 二次方微米，平均为 561×10^{-3} 二次方微米，两个层相差 56 倍。

层间隔层均为泥质岩，平面上分布稳定。砂岩组之间，大于 2 米的井占 90%以上，小层之间大于 1 米的井占 80%以上。

4）于楼油层：于楼油层属沙河街组一段中部，厚度 100～250 米。为一套灰绿色泥岩与浅灰色细砂岩、含砾砂岩互层，可以划分 10 个砂岩组。其中第四砂岩组为主力油层。经细分沉积相研究，属于一个叠合的三角洲砂体，储集层主要以分流河道砂体和沙坝砂体为主。

①岩性、物性，以中、细砂岩为主、平均粒度中值 0.364 毫米。胶结较疏松，以泥质胶结为主，平均含量 8.17%。粘土成分以蒙脱石为主，占 49.6%，其次为高岭石，占 34.2%，伊利石占 16.2%。

于楼油层物性较好，但不同沉积相带物性变化较大，分流河道砂体最好，孔隙度平均 32%，渗透率平均 5910×10^{-3} 二次方微米；沙坝砂体次之，孔隙度平均 29%，渗透率平均 2177×10^{-3} 二次方微米。由于各区块所处沉积相带的变化，物性也有差别，由南往北物性变好。物性统计见表 1-11-14。

②孔隙结构，于楼油层为粒间孔隙储油，主要为分流河道和沙坝砂体，孔隙发育，连通较好。排驱压力 $0.49\sim0.13\times10^{5}$ 帕，最大连通孔喉半径 10.9～57.7 微米，平均值为 9.4～16.8 微米。主要流动孔隙体积 54.0%～72.3%。铸体薄片分析，最大孔宽达 600 微米。一般

表 1-11-14　于楼油层物性统计表

项目数据 断块区	孔隙度（%）				渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）				粒度中值（mm）				分选系数				泥质含量（%）				碳酸盐含量（%）			
	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般
兴 20	34.2	8.9	24.9	19～27.1	3753	<1	497	163～1945	0.84	0.041	0.1206	0.077～0.25	4.06	1.23	1.75	1.42～2.0	19.0	2.6	8.69	6.23～16.15	24.6	0	2.98	1.3～4.0
兴 1	35.8	7.2	27.1	21.3～31.5	37570	<1	2181	265～4950	1.95	0.014	0.187	0.075～0.3	6.88	1.23	1.84	1.5～2.37	39.7	1.2	9.13	3.36～11.85	41.9	0	3.17	2.33～4.4
马 7	29.3	6.7	22.3	10.9～27.7	48900	<1	11042	3432～19336	2.08	0.039	0.626	0.062～0.925	3.14	1.23	1.66	1.42～2.09	25.5	0.1	5.35	2.6～13.45	21.8	0	1.62	0.34～2.24
全区	35.8	6.7	26	10.9～31.5	48900	<1	4410	163～19336	2.08	0.014	0.364	0.062～0.925	6.88	1.23	1.78	1.42～2.37	39.7	0.1	8.17	2.6～16.15	41.9	0	2.99	0.34～2.33

在 100 微米左右，配位数 2.6。

5）马圈子油层：马圈子油层属东营组，北薄南厚，厚度 400～1500 米，为灰绿色泥岩、炭质泥岩与灰白色砂岩、含砾砂岩呈互层。在主要含油区块（马 19 断块区），该油层划分 4 个油层组，在含油气层段的Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ组又可分别划分 9、5、6 个砂岩组，据岩性、电性及其组合特征，认为属一套河流-沼泽相沉积，单砂层薄、一般 1～3 米。

①岩性、物性，岩石结构以粉砂岩为主、有部分细砂岩。岩石成分以长石砂岩为主、有较多硬砂质砂岩，岩屑成分有花岗岩、石英岩、流纹岩等。胶结较疏松，以泥质胶结为主，含量较高，一般 5.80～17.39%，平均 13.0%，其粘土矿物成分以蒙脱石为主、占 59.0%，伊利石 20.6%，高岭石 20.2%。岩石胶结类型较好，以接触式和孔隙式为主。

马圈子储油层物性较差，由于岩石颗粒较细、泥质含量较高，孔隙度虽大，但渗透率较低。物性统计见表 1-11-15。

②孔隙结构，孔隙类型以粒间孔为主。喉道较细、连通差，是马圈子油层的主要特点。孔喉半径小于 0.1 微米的孔隙体积占 26.6%，大于 1 微米者占 37.4%，大于 10 微米者占 16.3%；最大孔宽有 300 微米；最大连通孔喉半径平均为 2.4 微米。

③层内非均质性（马 19 断块），马圈子储油层的单层较薄，一般在 1～3 米，最厚不超过 8 米。马 103 井在 1600～2350 米井段内发育了 101 个单砂层，平均厚 1.25 米，马 132 井Ⅳ油层组 61 号层厚 3 米，泥质含量最大与最小差 2.9 倍，而渗透率可差 1630 倍。

储集层平面变化更大，多呈透镜体，统计 15 口井 500 层，延伸大于 400 米的有 325 层，占 65%；400 米井距砂岩连通系数一般为 40%～69%。

（4）油气分布　处于构造轴部的断块区含油层系多。兴 20 断块区位于北部兴隆台构造的高点部位，发育了 5 套含油层系；马 19 断块区位于南部马圈子构造的中心部位，发育了四套含油层系。兴 58 和马 56 两个断块区位于兴隆台断裂背斜构造带的北端和南端，只发育一套含油层系。在同一套含油层系中，沿着构造带的轴线方向油气层发育集中，分布相对稳定，兴隆台油层沿轴线方向从北部的兴 58 井到南部的马 56 井，各井的油层厚度都在 10 米以上；向东、西两翼边部已为水层。

由于兴隆台油层属于分流河道相沉积，岩性变化相对比较稳定，但热河台、于楼、马圈子油层则明显具有岩性油藏的特征，无统一的油水、油气界面，表现为层状油气藏。

兴隆台油田被 8 条东西向的三级断层切割为 7 个阶阶南降的断块区，每个断块区都形成自己独立的油气、油水界面，以兴隆台油层为例，处于构造南、北两个部位的马 19 和兴 20 断块区，断块高差达 900 米以上，油气、油水界面高差也达 900 米以上。兴 20 断块区高点部位油气界面 1750 米，油水界面 1810 米；马 19 断块区高点部位油气界面 2680 米，油水界面 2730 米。同一断块区内被四级断层切开的各个断块，由于断层的影响，其油气、油水界面也有一些差异。

兴隆台油田不同断块之间不同油层的油气水组合类型不同，不同的油气藏类型有一定的分布范围。

透镜状气藏：分布于兴 20、兴 1 断块区的马圈子油层（次生气藏）。

边水层状气藏：分布于兴 20、兴 1 断块区于楼油层的第五—第六砂岩组。

纯油藏：分布于兴 20 断块区的热河台油层。

边水层状油藏：分布于马 19 断块区的马圈子油层、兴 1 断块区的于楼油层第九砂岩组、兴 58 断块区的兴隆台油层、马 50 断块区的兴隆台油层。

表 1-11-15　马圈子油层物性统计表

项目 数据 断块区	孔隙度（%）				渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）				粒度中值（mm）				分选系数				泥质含量（%）				碳酸盐含量（%）			
	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般	最大	最小	平均	一般
兴 1	36.2	20.0	30.4	27.1～31.3	2610	<1	356	111～529	1.4	0.022	0.172	0.043～0.23	4.95	1.25	1.836	1.48～2.3	24.65	2.1	7.55	5.06～11.15	15.45	0	1.77	1.02～5.31
马 19	41.0	4.0	25.4	21.1～26.6	4660	<1	203	105～491	1.02	0.0156	0.084	0.0691～0.127	3.82	1.16	1.625	1.51～1.88	45.8	0.8	13.3	7.62～17.39	31.1	0	1.47	0.55～2.38
全区	41.0	4.0	25.7	21.1～31.3	4660	<1	209	105～529	1.4	0.0156	0.0879	0.043～0.23	4.95	1.16	1.6	1.48～2.3	45.8	0.8	13.0	5.86～17.39	31.1	0	1.5	0.55～5.31

边水块状油藏：分布于马 20 断块的兴隆台油层。

气顶油藏：分布于兴 20、兴 1、兴 42 等断块区及马 19、马 62、马 64 等断块的兴隆台油层。

层状边水气顶油藏：分布于兴 28、兴 20、陈 1、兴 209、马 20、马 62 等断块的于楼油层及兴 1 断块于楼油层的第八—第九砂岩组。

块状气顶油藏：分布于兴隆台潜山。

各断块区油气贫富不均。最富的断块区（如马 7 断块区）单储系数每平方公里高达 240 万吨，而边部的贫块（如南翼的马 56 断块区）含油较少，单储系数每平方公里只有 41.3 万吨。各断块区的石油和天然气储量差别较大。

(5) 油气水性质　兴隆台油田原油具有低密度、低粘度特点。但不同层位、不同埋藏深度有所差异。

从浅层到深层原油密度和粘度降低，凝固点和含蜡量升高。热河台油层具有典型的原生油藏特点，其上的马圈子油层具有次生原油特点，见表 1-11-16。

表 1-11-16　不同层位地面原油性质对比表

层位	密度（20℃）(g/cm³)	粘度（50℃）(mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	沥青+胶质 (%)
马圈子	0.8969～0.8572	20.71～7.01	-24～25	2.98～10.5	9.85
于楼	0.8998～0.8416	24.13～5.06	-35～25	4.74～10.66	19.29～10.37
兴隆台	0.8883～0.8275	21.79～4.44	-35～26.3	5.63～12.52	22.64～8.68
热河台	0.8385～0.827	4.87～3.27	28～21	15.09～8.4	6.24
太古界	0.8326～0.7946	5.79～1.84	30～14	16.95～5.12	

同一层位的原油性质从北向南、从构造高点向翼部密度、粘度降低；凝固点、含蜡量增高。

兴隆台油田天然气资源丰富，有气顶气和溶解气。原油溶解气性质呈有规律变化，从平面上看，从构造高点部位到低部位天然气相对密度增大，甲烷含量降低；从纵向上看，由浅层到深层天然气相对密度增大，甲烷含量降低，见表 1-11-17。

表 1-11-17　天然气性质汇总表

油层	类型	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	氮 (%)	二氧化碳 (%)
马圈子	溶解气	0.5828～0.6799	85.64～95.58	2.74～4.84	0.26～3.82	0.33～0.80	0.94～2.40	0.02～0.13
	气层气	0.5744～0.5777	95.92～97.13	0.67～1.84	0.06～0.38	0.18～0.25	1.55～1.59	0.01～0.14

续表

油层	类型	相对密度	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	丁烷(%)	氮(%)	二氧化碳(%)
于楼	溶解气	0.5537～0.6688	86.17～93.59	2.90～6.41	0.81～3.76	0.78～1.18	0.05～0.89	0～0.15
	气层气	0.5879	94.95	2.56	0.37	0.44	1.39	0.11
兴隆台	溶解气	0.6007～0.7418	78.77～95.26	1.88～9.29	0.67～6.98	0.49～1.66	0～1.23	0.12～1.77
	气层气	0.5796～0.5831	95.88～96.68	1.47～2.43	0.31～0.40	0.41～0.45	0.65～0.82	0
热河台	溶解气	0.6990～0.7438	77.77～82.15	5.98～11.32	5.28～5.60	0.72～1.59	0.86～3.67	0.02～0.13
太古界	溶解气	0.6438	89.1					

兴隆台油田的油田水均属重碳酸钠型，总矿化度不高，但随水层埋藏深度的增加，水矿化度升高，见表1−11−18。

表1−11−18　油田水分析数据表

油层	断块区	Na^++K^+ (mg/L)	Ca^{2+} (mg/L)	Mg^{2+} (mg/L)	Cl^- (mg/L)	SO_4^{2-} (mg/L)	HCO_3^- (mg/L)	总矿化度(ppm)	水型
马圈子	兴20 兴1 兴42 马7 马19	561.4～1142.3	5.0～18.4	3.0～10.8	226.1～862.5	2.4～862.5	732.6～1299.8	1828.2～3605.8	$NaHCO_3$
于楼		975.0～1717.9	1.57～24.1	3.04～19.46	526.8～957.4	48.0～124.0	1334.4～3882.3	3112.4～5726.8	
兴隆台		1109.5～1913.7	8.2～17.5	5.4～11.5	408.2～644.3	54.7～99.7	1799.4～3684.4	3592.5～6314.3	

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.早期油田地质认识（1969年以前）

1969年4月以前，地震勘探完成了1.2×1.2公里测网密度的地震详查，认为兴隆台油田是一个短轴背斜构造：构造高点在兴隆台村西2公里处，沙河街组一段构造高点海拔−1780米，闭合高度70米，闭合面积16平方公里，见图11−5。

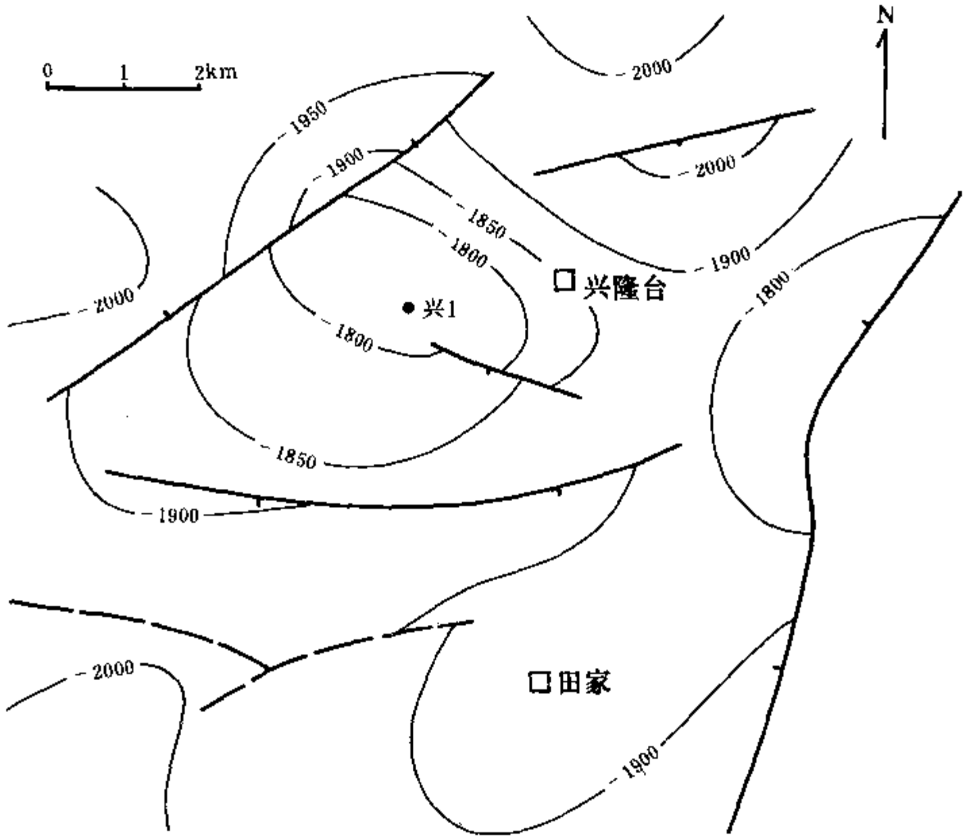


图 1-11-5 兴隆台油田 E_3s_2 顶面地震构造图（1964.4）

1969 年下半年，在兴隆台构造上完钻兴 1、兴 2 井。同年 9 月，兴 1 井获得高产油气流，肯定了兴隆台构造的含油气性，对各套油层及其生储盖组合条件有了初步认识。

2.初期石油地质认识（1970～1975）

在兴隆台油田是短轴背斜构造认识的基础上，1970 年 3 月开始了兴隆台油田的详探，当时实行边勘探、边开发、边建设的方针，勘探一块，开发一块，形势不断发展，储量、产量年年增长。1974 年 9 月开发区内开始试验注水，当时综合含水在 15.1%以下。

油田地质工作着重在兴隆台油田的地层对比、断块落实、及相应的研究工作。认识了兴隆台断块构造的基本形态，对油田地质特征有了进一步的认识。

(1) 发现五套含油层系　根据油层分布特点，主力油层是兴隆台油层，同时确认有马圈子、于楼、兴隆台、热河台、太古界等五套油层，都具有工业开采价值。

(2) 断块控制油气分布　断块控制油气分布是兴隆台油田的主要特征之一。断块之间有明显的封隔性，四级断块是油田开发的独立单元。根据断层、断块的发育特点，初步划分出 7 个断块区。

(3) 各套储油层物性变化大　兴隆台、于楼油层为中高渗透层，马圈子、热河台油层为中低渗透层。

(4) 各套油层原油性质不同　兴隆台油层属于高饱和油层，原油性质具有密度、粘度高，凝固点、含蜡量低的特点。而热河台油层则相反，原油密度、粘度低，凝固点、含蜡量高。

3.中含水期的地质研究（1976～1979）

1976年3月以后，兴隆台油田投入注水开发，特别是兴隆台油层已全面投入注水开发，综合含水33.1～54.2%。在油田开发中暴露出来的矛盾是注水见效较好的断块层间矛盾加剧，含水上升较快；注水未见效和未注水的断块压力下降，处于溶解气驱开采状态，这就急需开展以注水为中心的开发调整工作。

通过初期勘探开发中的石油地质研究，对兴隆台油田特征有了比较全面的认识，并在1977年进一步总结兴隆台油田的石油地质特征，基本搞清了各断块区油气分布的规律。但尚不能全部解决开发中出现的问题。主要原因是当时强调断层对沉积类型的控制作用，对少数断层认识尚有偏差，孤立地看待断块区之间及断块之间的砂体分布，断块内的油层砂体分布规律尚未认识清楚，因而必须开展有针对性的过细的油田地质研究。

(1) 重新进行层组统一划分（兴隆台油层） 1976年开始，根据兴隆台油层的地质发育基本特征，确认沙河街组一段下部钙质页岩集中段为全区分布的标志层，统一划分兴隆台油层有12个砂岩组，为兴隆台油层的小层沉积相研究及进一步落实断层断块奠定了统一的基础。

(2) 1976年～1978年，对兴隆台油田的断层、断块的再认识 在层组统一划分的基础上，对各井的断点重新对比落实。根据各断块的油气分布规律，结合开发中的问题，提出新的修改意见，7个断块区的划分、断块组合基本定型。1980年开始在开发中全部采用。

(3) 小层沉积相研究 为了了解兴隆台油层的砂体变化规律，以便满足油田注水开发的需要，从1977年开始对兴隆台油田南部的兴隆台油层进行小层沉积相研究，对砂体分布、油层的分布有了初步认识。对各相带的划分尽管尚不十分确切，但已认识到不同相带的油层在纵向上叠加，同一个砂体的相带在平面上演变快速。提出了注水开发中分注分采、区别对待，平面上在边滩、过渡相带中采油，在河道砂体的主体部位注水，可以保持稳产，提高采收率等认识。

4.高含水期的地质研究（1980～1983）

兴隆台油田1980年综合含水达64.3%，能否再保持稳产，通过几年的研究工作，回答是肯定的。

(1) 驱油效率研究 在油井生产高含水条件下，为了认识油层纵向上水驱油效率和剩余油的分布规律，1980年～1983年，先后完成密闭取芯井5口，经综合分析有了新的认识。

在层内水驱油效率较均匀，层间变化较大，最高的单层驱油效率可达60%以上，仅有少部分单层未受水洗。

利用未水洗油层求得兴隆台油层的原始含油饱和度，平均约在70%左右。

在多层合注合采的条件下，复合旋回油层驱油效率最好。

(2) 全面开展细分层沉积相研究 1980年～1982年，对全油田兴隆台油层全面作了细分沉积相研究，1984年又对于楼油层的第四砂岩组进行细分层沉积相研究，为研究平面上油水运动规律找到了方向。

(3) 孔隙结构研究 1981～1983年，对兴隆台油层的结构作了大量分析化验，对油层孔隙结构作了较为详尽的分析研究。1982年，对油田南部的马圈子油层粘土矿物分布特点及对储集层影响作了专门研究。孔隙结构的研究与沉积相带的分析相结合，为油水在油层内部的运动规律找到了内在因素。

5.近期地质研究工作（1984～1989）

为了对四级断块内的油气储量得到充分动用，继续保持油田稳产，1984年以后完成调

整井 96 口，进一步加深了地质研究工作。

（1）全面复查油气储量　为了更深入挖掘储量潜力，合理开发，早在 1984 年就提出要对兴隆台油田的油气储量进行核实复算。通过 1986～1987 年对马圈子、于楼、兴隆台三套油层的全面复算、油气总储量基本没有变化，也符合已往的开发指标。

1986 年，计算兴隆台潜山凝析气藏储量，含气面积有 2.1 平方公里。兴 213 井 1973 年元月投产，至 1986 年底连续生产 14 年，累计产气 8.94 亿立方米，凝析油 62476 吨。运用衰减曲线法、调和规律预测法及单位压降产量预测法等计算，正式上报了油气储量。

至 1987 年底，钻穿沙河街组三段上部（热河台油层）的井共有 53 口，具有油层有效厚度的井 46 口，投产井共计 29 口。累计采出原油 30.2 万吨，以容积法计算储量，同年正式上报。

（2）成岩作用研究　1988～1989 年为了解决进一步挖掘兴隆台油层潜力的实际问题，通过 14060 块样品的 12 项分析资料，对储集层进行了成岩阶段划分，并与小层沉积相、微观孔隙结构研究结合，对沉积后的成岩变化及孔隙演化进行了研究。通过 256 块铸体薄片的孔隙分类定量统计，对次生孔隙的发育程度及规模进行了分析。这项工作，为寻找高孔隙度、高渗透率砂体、改造油层，进一步挖掘油层潜力、改善开发效果提供了依据。

第五节　曙光油田

一、概况

1.基本情况

曙光油田位于下辽河坳陷西部凹陷西部斜坡的中段。

1962 年开始地质地球物理普查，1974 年开始钻探。1975 年 4 月，杜 7 井首次在沙河街组四段上部杜家台油层试油，获得日产近百吨以上的高产油流，开始了曙光油田的全面勘探，并于同年 7 月投入开发。1976 年 3 月，杜 10 井开始注水，并陆续转入注水开发。

1975 年 10 月，编制了曙光油田基础井网实施方案，布井 40 口，设计年生产能力 500 万吨。1977 年 4 月，编制了正式开发方案，曙二区采用 700 米井距的四点法面积井网，曙三、四区采用 500 米井距的反九点法面积井网进行开发。

1975 年～1976 年，在钻探第三系砂岩油藏的过程中，曙 2、曙 6、杜 39 等井先后揭露了中上元古界蓟县系石灰岩和长城系石英岩两套潜山油层（当时并不认识），1979 年开始潜山油藏的勘探。1979 年 3 月，曙古 1 井揭开石灰岩潜山 23.82 米，裸眼测试获日产 477 吨高产油流。1980 年 11 月，曙 2-8-010 井揭开变余石英砂岩潜山 14.95 米，裸眼测试获日产 97.4 吨的高产油流；发现了曙光和杜家台两个潜山油藏。

1977 年 11 月和 1978 年 12 月，先后两次分别对曙二区和曙三、四区作较大的调整、加密，进一步完善注采系统，全油田累计建成年产原油 112.8 万吨的生产能力。

到 1988 年底，沙河街组四段上部的杜家台油层、沙河街组三段中部的大凌河油层、中上元古界潜山的白云岩和变余石英砂岩油层等已分别探明含油面积 123、17、13 平方公里，其中稠油层含油面积 41.8 平方公里。油层埋藏深度为 700～2400 米。

截止 1988 年底，曙光油田共投产 5 个含油区块（曙一区、曙二区、曙三区、曙四区和曙二区东）、4 套含油层系（中、上元古界石灰岩和变余石英砂岩油层、杜家台油层、大凌河油层）。共完成各类井 1509 口，其中投产油井 970 口，注水井 222 口，动用含油面积

113.9 平方公里。

稠油主要分布在曙一区，动用含油面积 28.67 平方公里，投产油井 431 口，注水井 24 口，自 1983 年开始，进行蒸气吞吐热采，至 1988 年底已累计产油 348.5 万吨，目前日产稠油水平 3285 吨，采油速度 1.04%，综合含水 29.5%，采出程度 3.02%。

稀油动用含油面积 85.31 平方公里。投产油井 418 口，注水井 167 口，原油日产水平 2888 吨，综合含水 57.5%，采出程度 8.87%，累计产原油 871.4 万吨。

曙光油田共有 3 个潜山油藏投入开发，即曙光潜山、杜家台潜山和胜利塘潜山。共投产油井 76 口、注水井 17 口。1988 年底日产水平 1029 吨，累计采出原油 661.3 万吨。

全油田到 1988 年底正式取芯井有 95 口，进尺 10534.3 米，芯长 9210 米，平均岩芯收获率 87.4%，取上含油砂岩 1934.6 米。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层概况：目前油田范围内揭露最老的地层是太古界的混合花岗岩，仅在曙 51 井见到，揭开厚度 112 米，分布于杜家台潜山的南侧。中上元古界在曙光油田有较广泛的分布，已为钻井揭露的主要地层有长城系的大红峪组，蓟县系的雾迷山组、铁岭组，青白口系的下马岭组，厚度 240～1350 米。中生界的侏罗系和白垩系主要为一套火山喷发岩和以火山碎屑岩、砂砾岩为主的磨拉石建造，在潜山突起部位厚度变薄乃至缺失，由东向西加厚，厚度 0～1600 米，与下伏地层呈不整合接触。新生代地层主要是下第三系始新—渐新统（包括沙河街组和东营组），是一套以砂、泥岩互层，厚度 150～2000 米，由于油田西部抬起较高，地层受到强烈剥蚀，与下伏地层呈不整合接触。上第三系中新—上新统（包括馆陶组和明化镇组），为一套比较粗的碎屑岩沉积，厚度变化受斜坡古地形的控制，一般厚度为 360～800 米，与下伏地层呈不整合接触。

2) 沉积条件：具有复杂的基底结构，在西部凹陷形成以前，曙光油田所在的位置是燕辽沉降带的一部分，因此广泛分布了中上元古界的海相地层，目前揭露的中上元古界层位因地而异。曙二区杜家台潜山和曙一区胜利塘潜山出露地层最老，为长城系大红峪组；曙四区曙光潜山出露地层较新，为蓟县系—青白口系。总的走向呈北东，向北西倾斜，但在曙一区走向转向北西西，向北东倾斜。由于受北东向断层的影响，潜山带多呈条带状分布。在杜家台潜山的南面有太古界花岗岩出露，已是燕辽沉降带的南缘。由于受多期断裂活动的切割和后期斜坡抬起的影响，基底破碎，结构复杂，古地形起伏变化很大。这种复杂的基底结构也影响到上覆层构造。

中生代受燕山运动影响，西降断裂控制了中生界沉积，沿这些断裂的下降盘形成一连串的小断陷，呈北东走向，构造凹凸相间排列。在断裂形成过程中伴随大量的火山喷发和溢流，沉积厚度 600～1600 米。主要是一套中酸性火山岩、火山碎屑岩夹紫红色泥岩、砂砾岩。

经过燕山运动的改造，确立了曙光地区前第三系基岩结构的复杂性及明显的分区性。沙河街组四段上部沉积时期，沉积了一套以湖泊三角洲为主体的砂体，但沉积的厚度与砂体的分布都明显受古地形的控制，厚度一般为 100～250 米，地层向潜山部位层层超履，厚度明显变薄，甚至缺失。

沙河街组四段上部杜家台油层在开发区内为三角洲前缘相沉积。是一套中薄层砂岩与灰绿色、褐灰色、黑灰色泥质岩呈不等厚互层，夹薄层钙质页岩、油页岩、白云质泥灰岩，厚

度 50～250 米，夹在“上特殊岩性段”和“下稳定泥岩段”之间，其内又有三个比较稳定的泥岩标志层，把这套油层分成四个岩相组合段（杜Ⅰ、杜Ⅱ$_{上}$、杜Ⅲ$_{下}$、杜Ⅲ），构成由四个三角洲砂体组成的复合三角洲体系。

根据上述岩相组合及次一级的沉积旋回，杜家台油层划分为三个油层组（杜Ⅰ、杜Ⅱ、杜Ⅲ），10 个砂岩组，30 个小层。

除了杜Ⅱ组的下部（8～11 小层）有小范围的三角洲平原相外，主要是三角洲前缘相的分流河道、河口沙坝、前缘薄层砂和小型湖滨亚相。

沙河街组三段储集层为一套水下扇砂体。沙河街组三段沉积时期盆地急剧大幅度深陷，沉积速度小于沉降速度。携带大量陆源碎屑直接进入湖盆的重力流在深水环境下快速堆积下来，形成水下扇体。纵向上为大套深灰、褐灰色泥岩夹厚度变化较大的灰白色厚层状砂砾岩、砾岩、灰质砂砾岩。发育有莲花油层、大凌河油层。

目前研究比较深入的是曙二区大凌河油层，处于扇中部位。地层厚度 600～800 米。四个岩相组合段又构成独立的水下扇体，大凌河油层是由四个水下扇组成的复合扇体。

根据上述岩相组合段，次一级的沉积旋回以及相应的对比标志层，可将大凌河油层划分为四个油层组，Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ油层组又可划分成 9 个砂岩组，28 个小层。以水下扇网状水道为主，其次为水道侧缘。

水道间亚相主要发育在相邻的水道之间，分布范围小，岩性细。

除了上面沉积类型外，还有湖泥区和小型滑塌砂体。

沙河街组三段沉积末期凹陷收敛，湖盆变小，斜坡抬升，沉积范围缩小。沙河街组二段在曙光地区的沉积物主要为三角洲近岸部位的边滩沉积。在曙一区砂体最为发育，一般厚 50～120 米，其他地区一般厚 30～80 米。

沙河街组一段和东营组在曙一区和三、四区西部基本缺失，上第三系直接与沙河街组二段或三段接触。

(2) 构造特征

1) 构造形态：曙光油田是在斜坡背景上发育起来的一个低幅度的鼻状构造，轴线在杜 22 井与杜 12 井连线一带，走向约北 50°东，倾向南东，倾角 11°～13°。单斜背景明显，杜 32 同生断层将单斜切割为上、下两个台阶。杜家台油层构造高差可达 1500 米以上。

在长期的断裂活动和断块运动的作用下，在单斜的不同部位形成若干个局部构造。

①在潜山基础上继承性发育起来的局部构造：由于基岩潜山的存在和继承性活动，使上覆地层在潜山部位沉积减薄，形成继承性披覆构造，如曙光潜山上的曙古 40 鼻状构造、曙一区的杜 91 鼻状构造等。

②受基底古地形控制的局部构造：下第三系沉积前，其基底凹凸不平，在高低起伏变化较大的古地形上，往往形成一些局部构造。

③断层牵引下形成的局部构造：杜 32 断层是沙河街组三段沉积末期活动的断层，一直延续到馆陶组沉积时期，控制了沙河街组三段、一段和东营组的沉积。其下降盘拖曳成一连串的牵引构造。西部为曙 1-7-5 构造，中部为曙 2-6-6 构造，东部为曙 2-8-04 构造。深浅层构造比较，浅层构造具有形态完整、面积大的特点。

2) 断裂系统和断块划分：杜家台油层共发育了 40 条断层，断层性质均为正断层，有北东、北西和近东西向三组，以北东向断层为主。

北东向断裂是划分断块区的主要断层，共有 28 条。断距 50～100 米，最大 400 米，延

伸长度一般3～8公里，最长13公里以上，多是沙河街组三段沉积时期形成的。其中杜32、杜2—9—10、杜8等三条断层长期继承性发育，一直活动到馆陶期。特别是杜32断层把曙光地层切割成上、下两个台阶，上台阶为三、四区，下台阶为一、二区。上、下两个台阶无论是沉积厚度、局部构造特征、油气水分布规律都有很大的差别。

北西向断裂系统活动时间在沙河街组四段至三段沉积时期，一般与地层走向垂直。断距30～60米，倾角60～80°，延伸长度1.4～4公里，对油气起一定的分隔作用。

东西向断裂是沙河街组二段沉积末期一次形成的，属于北东向断裂系统的派生断层。断距不大，一般为20～50米，倾角50～70°，延伸长度2.5～5公里。

由于受不同时期、不同方向、不同倾向断层的切割，使曙光油田成为复杂的断块油田，杜家台油层顶面构造被切割成42个大小不同的断块。断块最大面积4.7平方公里；最小0.2平方公里（图1—11—6）。

潜山的形态主要受当时的古地形、古地貌制约，但也受到后期斜坡抬起的改造，并为北东向西降断层复杂化。所发现的潜山面积都很小，但闭合幅度大，并多呈北东向展布。

曙一、二区大凌河油层的构造形态为一个鼻状构造，除长期发育的杜32断层外，还发育了13条正断层，倾角比较大，一般为60°～70°，其中北东向断层7条，断距50～100米，延伸长度3～5公里；北西向断层6条，断距40～60米，一般延伸2～3公里。这些断层把鼻状构造切割为16个大小不等的断块，断块最大面积3.2平方公里，最小0.15平方公里，平均1.2平方公里。

（3）油层物理性质　曙光潜山为白云岩、石灰岩的缝洞储油，连通性较好，曙古43井岩芯肉眼观察，平均裂缝密度每平方米8830条，大致可划分为四个裂缝发育带，多为小缝小洞，以缝为主，缝占缝洞总数的84%，根据常规物性分析，孔隙度为3.4～4.14%，渗透率$3\sim43\times10^{-3}$二次方微米，但在钻进过程中也发现有大缝大洞存在，当钻遇大缝大洞时常常发生严重井漏，循环泥浆只进不出。曙古523井于1859～1868.27米放空井段达9.27米，用密度1.02克每立方厘米的泥浆循环，井口不返泥浆，累计漏入泥浆和清水5000立方米以上，后来试油酸化，挤入的酸液也全部漏入地层，从井径、时差等测井曲线分析（井径仪张开达到测量的极限仍未碰到井壁，时差值达750微秒／米以上）是一个大溶洞的特征，其上还有大缝特征的破碎带0.5米，缝、洞合在一起达9.77米。但大缝大洞在纵向上发育缺乏规律性。

杜家台潜山储集层是一套变余石英砂岩，储油条件以裂隙为主，总面孔率为0.41～7.71%。裂隙比较发育，单位长度的裂缝数为1.3～3.9条／厘米，平均裂隙宽度79～290微米，纵向上大体可以划分两个裂缝发育带，即顶部风化成因的主裂隙带和中上部构造成因的裂隙带。根据常规物性分析，孔隙度平均3.95%，渗透率平均6.7×10^{3}二次方微米。

杜家台油层储集层物性具有明显的分区性，6种物性参数从二区向西北三、四区及向二区东部都有明显的变化规律，总的趋势是逐渐变差。粒度中值二区东部最高，岩性为中砂岩、粗砂岩。二区次之，为中细砂岩、中砂岩。四区以粉砂岩、粉细砂岩为主；平均空气渗透率以二区最高，可达1562×10^{-3}二次方微米，向东向西北逐渐变差，四区仅为358×10^{-3}二次方微米；孔隙度和泥质含量以二区东部最低，向北增高，碳酸盐含量则相反，二区东部最高，二区最低，三、四区次之。

这种物性有规律的变化主要是由沉积条件决定的，曙二区是河口沙坝的核心部位，物性最好；曙三、四区主要是前缘薄层砂，粒度细，含泥质和灰质多；曙二区东砂体发育在杜家

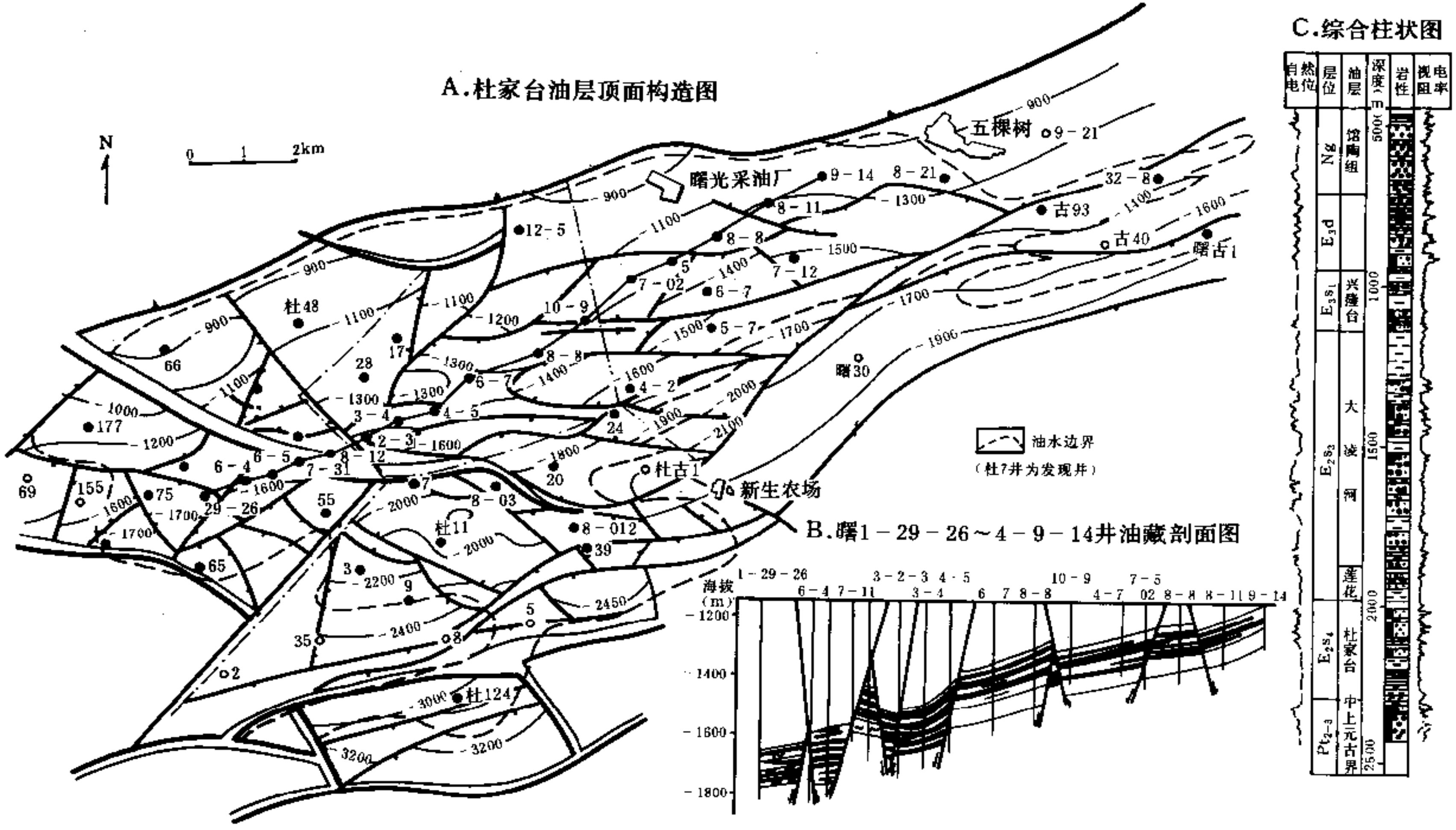


图 1-11-6　曙光油山综合成果图

台潜山两侧，颗粒粗，但油层埋藏在2200～2700米左右，由于压实作用，岩石胶结紧密，喉道变小，孔隙结构差，喉道中值半径仅0.79微米，分布曲线属负偏态，小喉道密集。

杜家台油层在不同的沉积条件下，储集层的非均质性都很严重，并有明显的差异。三区砂体连通性很差，在井距为350米的井网内，油层层数和厚度连通系数分别只达66.9%和69.6%，在同一小层内，处于不同岩相部位的相邻井，渗透率级差达32.8倍，变异系数1.24，突进系数3.75。

层间非均质性也很严重，级差一般17～32倍，变异系数大于1，突进系数2.3～4.5。

不同的区块，不同的沉积砂体，层内非均质性都很严重，但有区别。纵向上单层厚度越大，相对韵律越多，非均质性越严重，一般单层厚度小于2米有2～4个相对均质段；厚度3～5米有6～10个相对均质段。平面上，曙二区较三、四区均质性略好。水下分流河道砂体层内非均质性比河口沙坝、前缘薄层砂严重。

大凌河油层储集层物性变化总的规律是由西往东变差，主要受物源控制。曙一区靠近物源方向，储集层厚度大，压实作用不明显，岩石胶结较疏松，物性好，如曙1-6-12块大凌河油层Ⅱ组平均渗透率3362×10^{-3}二次方微米，泥质含量6.58%，至曙2-7-05块储集层物性变得很差，泥质很重，大凌河油层Ⅱ组泥质含量高达15.2%，渗透率降至484×10^{-3}二次方微米。层间与层内非均质性严重，曙2-8-005井解释的4号层平均渗透率28×10^{-3}二次方微米，5号层平均渗透率1591×10^{-3}二次方微米，相差达56.8倍。在大凌河油层$Ⅱ_3^8$小层内最大渗透率4294×10^{-3}二次方微米，最小2×10^{-3}二次方微米，达千倍以上。

各油层物性统计见表1-11-19。

表1-11-19 油层物性统计表

物性 / 油层	ϕ (%)	Ka ($10^{-3}\mu m^2$)	Ko ($10^{-3}\mu m^2$)	碳酸盐含量 (%)	泥质含量 (%)	粒度中值 (mm)	分选系数
兴隆台	31.5	353.5		1.42	8～13	0.325	1.27～2.72
大凌河	25～30	336.2		4.31	7	0.512	2.3
杜家台	19.9～27.3	476～1284	61～155	5.7～14.1	8.7～14.5	0.096～0.236	1.4～1.7

(4) 油层的流体性质　潜山油藏原油性质因潜山所处位置不同而异，曙光潜山的曙古1山头和杜家台潜山的油质轻，含蜡与凝固点较高，曙光潜山曙古32山头由于油受氧化，密度增高，凝固点、含蜡量相对降低，位于曙一区的胜利塘潜山的原油性质属于稠油。各潜山油藏的一个共同点是：地层原油饱和压力低，含气量少，原始油气比只有3～6立方米／吨。原油性质见表1-11-20。

杜家台油层的原油性质随油藏的埋藏深度变化而变化，沿斜坡的上倾方向逐渐变差，在靠近西部超覆剥蚀线附近形成稠油封闭。见表1-11-21。

杜家台油层原油性质在平面上分布有明显的分区性，以曙二区东最好，其次是曙二区，曙一区和曙三、四区最差，造成这种差异的主要原因是油藏的埋藏深度和它们的保存条件。分区原油性质见表1-11-22。

表 1-11-20 原油性质表

项目 潜山名称	地面				地下			
	密度 (g/cm^3) (20℃)	粘度 (mPa·s) (50℃)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	密度 (g/cm^3) (20℃)	粘度 (mPa·s) (50℃)	饱和压力 (MPa)	原始油气比 (m^3/t)
曙光潜山 曙古1油藏	0.8414～0.8581	14.31～17.68	34～37	15.91～18.65	0.8091～0.8214	4.62～6.7	0.51～0.69	2.9～4.0
曙光潜山 曙古32油藏	0.9193～0.9293	227.0～568.0	8～16	8.15～11.0	0.891～0.903	66～137.85	0.495～1.56	0.67～4
杜家台潜山	0.8568～0.9071	17.0～482.0	33.7～37	15.4～17.3	0.770～0.794	1.67～6.28	8.3～11.3	40～63
胜利塘潜山	0.9348～0.9768	2958.52～5079.88	8～35	4.4～8.23				

表 1-11-21 原油性质随深度变化统计表

斜坡上倾方向	井号	D (m)	ρ_o (g·cm^{-3}) (20°)	μ_{os} (mPa·s) (50°)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)	沥青胶质 (%)	含硫量 (%)
↑	3-8-04	1082	0.9074	174	4.56	13	33.2	0.28
	3-6-05	1294	0.9051	77.6	9.19	21	26.9	0.29
	3-4-06	1423	0.8961	67.9	9.52	25	27.4	0.25
	3-3-06	1610	0.8856	51.4	10.9	24	22.9	0.29
	2-7-05	2033	0.8659	22.4	12.0	30	22.7	0.16
	2-6-6	2171	0.8597	18.5	10.2	30	19.9	0.15

表 1-11-22 杜家台油层分区原油性质统计表

项目 分区	ρ_o (g·cm^{-3}) (20°)	μ_{os} (mPa·s) (50°)	μ_o (mPa·s)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)	沥青胶质 (%)	含硫量 (%)
一区	0.9452～0.9631	300～5000		9.25	24.15	22.5	
二区东	0.8466	25.69	<0.5	6.62	24.5	11.78	0.09
二区	0.8730	28.66	2.67	13.85	17.31	31	0.13
三区	0.9006	93.28	13.0	10.82	21.99	22	0.20
四区	0.9023	130.72	20.8	10.27	24.20	24	0.22

杜家台油层各油层组原油性质也有差异，根据曙三、四区138口井的统计资料，三个油层组地面原油粘度的变化是：杜Ⅰ组一般在26～490毫帕·秒（50℃），平均242.15毫帕·秒；杜Ⅱ组一般在32.29～412.09毫帕·秒，平均77.4毫帕·秒；杜Ⅲ组一般48.7～451.68毫帕·秒，平均239.5。大量统计数据说明，杜家台油层原油性质具有中间好两头差的特点。

杜家台油层原油性质除平面上和纵向上的变化规律外，不同的断块也略有不同，在同一断块内断层面附近原油性质变差。

曙光油田属于中低油气比、低饱和压力油藏，但上、下台阶油层的饱和压力不同，下台阶（曙二区）的饱和压力13.4兆帕，地饱压差4.25～9.33兆帕。上台阶（曙三、四区）的饱和压力9.97～12.88兆帕，地饱压差0.91～2.57兆帕。曙二、四区天然气甲烷含量低，在60.62～93.06%之间，相对密度较大，在0.6343～0.9023之间。曙三区有相当部分井有气夹层，高油气比井比较多，甲烷含量为95.01～98.6%，天然气相对密度一般为0.568～0.599。

大凌河油层原油性质普遍都比较差，具有高密度、高粘度、低含蜡和凝固点变化范围大的特点，以曙一区西部最差，向东逐渐变好。

同一断块纵向上原油性质总的变化规律是上部差，下部好。曙2-7-05块大凌河油层Ⅰ组原油密度（20℃）平均为0.933克每平方厘米，粘度（50℃）1619毫帕·秒，大Ⅳ组的20℃时原油密度则为0.916克每立方厘米，粘度50℃时为141.33毫帕·秒。

兴隆台油层主要发育在曙一区。在杜10断层和杜32断层所夹持的广大地区，广泛发育了这类油层，油气受氧化十分严重，原油密度（20℃）为1.0048克每立方厘米，粘度（100℃）为684.97毫帕·秒。属超重质油。

(5) 油气藏类型与油气水分布

1) 潜山油藏：潜山油藏为新生古储油藏。油水关系简单，具有块状（底水）油藏的特点。潜山油藏均为低饱和油藏，不具气顶，潜山油藏受古地貌控制，含油幅度较大，曙光古潜山曙古1油藏、曙古32油藏、杜家台潜山油藏的最大含油高度可达数百米。

总之，潜山油藏的油水关系简单，油气富集程度决定于裂隙、孔洞的发育情况，生产上具有初期产量高、生产能力旺盛、饱和压力低，自喷能力弱的特点，在有底水的潜山油藏中，由于油藏的范围很小而周围的水体范围很大，周围水体的弹性能量是油藏自然能量的重要补给来源。

2) 层状复合型油藏：曙光油田的杜家台油层属于层状复合型油藏，圈闭条件受岩性、断层及斜坡上倾部位稠油封堵的影响。油层平面发育程度受构造和沉积条件所控制。曙一、二区处于杜32断层所牵引的下降盘上的局部构造及沉积上的分流河道和河口沙坝的核心部位，因此灌满程度高，油层比较发育，一区油层最厚，平均有效厚度30.8米，曙二区次之，平均有效厚度11.4米。曙三、四区主要为一套前缘砂体。油层薄，曙四区平均有效厚度只有4米。

纵向上具有多套油水组合。砂岩组是控制油水关系的基本单元，故同一断块内往往存在油水界面不一的多个油藏单元。

不同的断块油水界面不同，总的表现为沿斜坡上倾方向西北部高块油水界面高，东南部低断块油水界面低。

杜家台油层具有多种圈闭类型。曙二区主要以局部构造与断层圈闭为主，杜 32 断层起到上倾遮挡作用。曙一、三、四区的上倾边缘，由于后期遭到剥蚀，油层次生氧化严重，形成沥青封堵，并在曙三、四区西侧边缘形成稠油圈闭。曙三、四区北部砂体岩性圈闭条件明显。

总之，杜家台油层是具有多种圈闭类型的层状复合断块油藏，边水不活跃，弹性能量小。

3）块状底水油藏：大凌河油层具块状底水油藏特点，局部有气顶。油水关系比较简单，特别是曙一区。各块间油水界面总的变化规律是自东向西抬高，如第二油层组油水界面在曙 2–7–05 块为−1550 米、1–6–12 块为−1490 米，1–7–8 块为−1350 米。

平面上集中在曙一区、二区。曙一区处于斜坡高部位，构造幅度较大，油层灌满程度高，油层厚度大，单层最大厚度可达 99.7 米。主要含油层位是大凌河油层Ⅱ、Ⅲ组。曙二区油层比较分散，纵向上分布在各油层组顶部。平面上由于网状水道砂体的影响，油层表现为条带状叠加连片分布。砂体主体部位油层厚，侧缘变薄。

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.早期油田地质工作与认识（1970～1975）

1970～1973 年，进行地震普查、详查，1975 年 4 月，杜 7 井在杜家台油层进行试油，日产油 98.3 吨，发现了曙光油田。随即部署详探井 20 口和外甩井 9 口。年底完钻 21 口，经 14 口井试油，全部获工业油气流。日产百吨以上的井 8 口，基本控制了 126 平方公里的含油范围，并取得以下基本认识：

(1) 具有多套含油层系　下第三系自上而下存在沙河街组一、二段（兴隆台油层）、沙河街组三段上部（热河台油层）、沙河街组三段中、下部（大凌河、莲花油层）、沙河街组四段上部（杜家台、高升油层）等 6 套油层，其中杜家台油层为主力油层。

(2) 构造较单一，呈斜坡状　通过 21 口钻探结果认为杜家台油层的构造是在基底斜坡背景上发育起来的。地层由西北向东南倾斜，倾角 8～10°。发育北东向和北西向两组断层，北东向的杜 32 断层将曙光油田划分为上、下两个台阶，北西向断层将台阶分为若干块。

(3) 油层分布稳定，井段集中，油层渗透性较差　杜家台油层是深水沉积，以粉、细砂岩为主，油层集中在 100 米井段内，厚度一般为 15～25.2 米。单层厚度大于 4 米的层，三区占 18.4%，二区占 37%。小于 2 米的三区占 39.9%，二区占 31%。

(4) 杜家台油层初步划分三个砂岩组　各砂岩组可能有独立的油水系统。

(5) 原油性质由东南向西北大体可分为三个带　第一带为曙二区，密度（20℃）依次为 0.85～0.87、0.88、0.95 克每立方厘米；粘度依次为（50℃）小于 25、50～100、>100 毫帕·秒；凝固点分别为 24～33℃、16～24℃，含蜡量大于 10%左右。第二带为曙三区，密度（20℃）大于 0.88 毫克每立方厘米，粘度（50℃）50～100 毫帕·秒，凝固点 16～24℃，含蜡量 10%左右；第三带是边部氧化带，是指杜 6 井—杜 25 井一带，密度（20℃）大于 0.95 克每立方厘米，粘度（50℃）大于 100 毫帕·秒。

(6) 试采过程中，由于天然能量不足，生产压差大，采油指数低。

根据上述对地下地质特征的初步认识，在 126 平方公里范围内，部署开发基础井 400 口，设计要求建成 500 万吨的年产能力。

2.开发初期的油田地质特征研究（1975～1977）

为了加速油田的开发，大庆油田一万多名石油职工挥师南下，与辽河石油勘探局广大职

工一道开展了曙光油田大会战，负责对1975年底部署的400口各类井进行实施和研究。

截止1977年3月，全油田共完钻井254口，其中资料井15口。进行了储量计算。并且对油田的构造、油、气、水分布，油层特征，小层沉积相，流体性质，压力系统等地质特征进行系统研究。主要成果与认识如下：

(1) 对杜家台油层进行层组划分 杜家台油层划分成3个油层组，10个砂岩组，30个小层，为以后开展小层沉积相、油层评价等油田地质工作打下了基础。

(2) 杜家台油层是由四个小型建设性三角洲组成的复合三角洲沉积体系 夹于上特殊岩性与下稳定泥岩两个湖进沉积之间，纵向上分为四个岩相组合段，每个组合段就是一个独立的三角洲砂体，构成杜家台油层三角洲复合砂体。

根据不同的沉积特征，每个岩相组合段又可划分四种沉积类型，即分流河道型、河口沙坝型、滨湖薄层砂体和湖泥型。

三角洲砂体的发育规模是由曙一、三区的接合部位逐渐向曙三、四区广大区域减弱、变薄，在曙4-7-31井—曙4-9-31井附近尖灭。

(3) 斜坡发育经历两个大阶段 斜坡的发育过程是从沙河街组三段沉积晚期开始的，沙河街组三段沉积末期的构造运动使凹陷西部向西上翘抬起，遭受剥蚀，抬起最高的部位在曙14井以北曙四区的西侧。这时斜坡已基本形成，曙二区地层倾角达11°，曙二、三区范围内高差达600米。东营组末期再次发生构造运动，使已形成的斜坡再次上翘抬起并最后定型，斜坡最高部位南移至曙一区西侧，斜坡幅度达到1300米。

(4) 油气水分布 油气水分布受斜坡及沉积砂体所控制，没有统一的油水界面，各区油气水性质差异性大。

根据上述研究成果，1977年4月编制了正式开发方案，在54平方公里含油面积内，正式布井237口，建成年产原油86万吨的生产能力。

3.油田进入中含水期的地质研究（1979以后）

自从1976年油田投入开发以后，发现构造与油气水分布比原先预计的要复杂得多，井网与地下情况不相适应，注采系统不完整，采油速度低。因此，从1979年到目前阶段，油田先后进行多次综合调整，完善注采系统，提高采收率。为了配合上述工作，先后进行了小层沉积相、孔隙结构、孔隙中的基质粘土矿物和成岩作用的研究，并对曙三、四区严重出砂的地质因素进行了研究。

这次比较深入地划分了杜家台油层的沉积类型，并结合油层的物性、孔隙结构特征的研究，建立油层非均质模式。

根据岩石组合、旋回特点、沉积构造、厚度、电测曲线形态及砂体平面组合关系，划分出四种亚相类型，即分流河道、河口沙坝、薄层砂体和小型湖滨扇。并认识到水下分流河道砂体以中渗透性、大孔隙、粗喉、不均匀和较均匀型为主，河口沙坝砂体以中渗透性、大孔隙、粗喉、均匀和较均匀型为主。

针对曙三、四区开发效果差、油井出砂严重，开展了孔隙结构、粘土矿物、成岩后生作用等项研究。

在储集层沉积成岩后，油田西部长期遭受剥蚀，以及地下水强烈的淋滤和溶蚀作用，使石英、长石和其他碎屑产生溶蚀孔、洞，有的甚至呈蜂窝状，只剩下颗粒的骨架；有的胶结物被溶解掉，使原来固结程度就比较差的原生岩石结构变得更差。因此，超大孔隙、粒间孔隙特别发育，这种孔隙结构容易造成微粒粘土矿物的迁移而堵塞喉道，从而加剧了岩石结构

的破坏程度。

该储集层的粘土矿物以高岭石和伊利石为主，相对含量分别为 45.5%和 36.4%，随着颗粒粒度由粗变细呈有规律的变化，含砾砂岩、砂砾岩中高岭石的含量占绝对优势，平均相对含量占 54%，其它为次要成分。

4.开展影响热采效果的研究

曙一区自 1983 年以来进行蒸汽吞吐热采。热采含油面积 21.42 平方公里。为了提高热采效果，开展如下地质研究:

(1) 构造条件　倾斜地层有利于产生热采效果，一般认为倾角 10°～20°为最宜。曙一区处于斜坡的上倾方向，构造条件对热采有利。热采时应本着上倾方向注气、下倾方向采油的布井原则。

(2) 隔层和夹层研究　隔层既有阻止蒸汽垂向运动有利一面，又有因吸热而耗能的不利的一面。经研究，隔层分为四类: 最佳的隔层厚度 1～2 米，较佳隔层厚度 2～5 米，耗能大的隔层厚度大于 5 米，易突破隔层小于 1 米。

本区各油层组间的隔层大部分为 5～10 米，能够起到阻止蒸汽垂向运动的作用，但因厚度较大，具耗能大的缺陷。夹层对热采产生不利的影响，夹层越多热损失越大。杜家台油层有四个油层组，夹层多，热采效果比大凌河油层差，大凌河油层一般为厚层状或块状，夹层少，热采效果好。

(3) 沉积类型与热采效果研究　河口沙坝、水下扇为高产低耗能带，河道亚相为中产高耗能带，前缘薄层砂和分流间亚相属于低产高耗能带。

5.在油田开发过程中不断实践，反复认识，进行油田挖潜的地质研究

(1) 敢于重新认识“空白区”，寻找不同类型的小油藏　曙二区东部 1983 年以前是勘探、开发上的空白区，只有杜 39、40 两口探井，当时认为该区处在杜家台潜山部位，沙河街组四段上部地层变薄或超覆缺失，存在油层的可能性不大，因此没有再做进一步工作。根据杜家台油层在古地形起伏变化比较大的地区局部具有充填式沉积的特点，对该区重新进行分析，推测在潜山的低部位，杜家台油层可能发育比较全，在砂岩比较发育的部位可以使油气富集形成油藏。

通过钻探证实了以上认识，发现了曙二区东杜家台油层，找到含油面积 4.27 平方公里。

(2) 重新认识测井解释的“水层”，重新评价大凌河油层　在曙二区，已钻杜家台油层开发井和探井 200 多口，其中 143 口井钻遇大凌河油层砂体，大部分井原测井解释为水层，只有少量井解释有油层或油水同层。经过认真分析测井曲线和录井显示，结合已出油的曙 2-07-5 井和解释有油层井的资料，发现解释水层的层段在上下岩性变化不大的情况下，电测曲线存在着三个比较明显的台阶，即上部为高阻，中间为中阻，下部为低阻。经过各方面的类比，认为是储集层流体性质决定的。上部高阻层可能为气层，中阻层可能为油层或油水同层，低阻层为水层。通过分段试油，证明这种认识是正确的。落实含油面积 5.09 平方公里，平均有效厚度 40.2 米，目前已全面注水开发，建成年产 30 万吨原油生产能力。

(3) 重新认识低电阻油层，发现莲花油层岩性油藏　1984 年底，利用大凌河油层生产井，发现了低电阻的莲花油层，并获得高产。

曙二区莲花油层位于沙河街组三段底部，大凌河油层之下，它也是一套深水相浊积砂体，电阻曲线呈低平锯齿状，视电阻率一般 5～10 欧姆米。影响低电阻的主要因素是这套储

集层属于砂、泥混搅的沉积物，含泥质极重，物性较差，空气渗透率一般 $7\sim1153\times10^{-3}$ 二次方微米，平均 116×10^{-3} 二次方微米。过去认为这种储集层的特征和电性显示，一般为水层和致密层，经研究分析认识到，该套储集层沉积时由于古地形的分隔和水动力条件的变化，使部分区域产生涡流，对泥砂的淘洗作用比较强，一部分经过淘洗分选较好的砂子形成了渗透性较好的涡流渗透体，成为莲花油层较好的储集空间。另外，曙二区的莲花油层处于杜32断层的下降盘上，这是一条长期发育的断层，有利于对莲花油层形成圈闭，再加上有一定厚度的稳定泥岩把砂岩组相互隔开，这些有利的条件结合在一起形成独立的砂体储集油藏。曙2-7-315井莲花油层有80多米砂岩，视电阻率只有几欧姆米，虽电测解释为水层，但根据邻井对比实为低电阻油层，试油射孔9层50米，5毫米油嘴获日产油48吨。

第六节 高升油田

一、概况

1.基本情况

高升油田位于辽宁省盘山县高升乡，构造位置在下辽河坳陷西部凹陷西部斜坡带北段。

1963年开始地质地球物理普查，到1974年已基本搞清了高升油田的构造形态和断裂系统。1975年9月，高升油田完成第一口探井——高一井，在沙河街组四段上部高升油层的粒屑石灰岩中见油气显示，经过试油，日产油56.3吨，由此发现了高升油田。同年12月，高3井又在沙河街组三段莲花油层试油，日产油39.38立方米、气10.79万立方米。高升油田于1977年3月投产，次年5月开始注水。1984年5月，与石油工业部石油勘探开发科学研究院合作，编写了高升油田稠油热采开发方案。

到1988年底，自下而上共发现高升油层、杜家台油层、莲花油层三套含油层系，其中莲花油层为主力油层，主要分布在高二、三区，油层厚而集中，有效厚度一般为25～80米，埋藏深度1330～1700米；高升油层在高一区发育，油层埋藏深度1320～1480米。截止1988年底，高升油田完钻井468口，其中高一区45口，高二、三区423口。岩芯资料井21口，其中密闭取芯井1口（高3-3-05）。取芯井统计见表1-11-23。

表1-11-23 取芯井数据表

油层名称	井数	取芯进尺(m)	岩芯长度(m)	岩芯收获率(%)	油砂长度(m)	油砂收获率(%)
莲花油层	15	2764.68	2266.46	81.98	1196.63	
杜家台油层	3	67.08	65.37	97.45	一口井见油砂	
高升油层	5	182.59	167.07	91.5	40.04	82.88
全油田	21	3014.35	2498.9	82.9		

高升油田以北东走向的高23断层为界，分为两个开发区。上台阶为高一区，高升油层含油面积5.19平方公里；下台阶为高二、三区，莲花油层含油面积10.84平方公里，分为6

个断块。

2.油田地质特征

(1) 沉积特征　高升油田目前揭露地层如下:

侏罗系: 为一组灰—深灰色的富含炭屑和煤线的沉积，仅在高古1井钻遇，厚度变化不详。

下第三系房身泡组: 以黑色玄武岩为主，顶部夹灰绿色泥岩薄层，厚度变化大，自西北向东南逐渐增厚，最厚463米，经同位素年龄测定，玄武岩的时代属古新世—始新世。

下第三系沙河街组四段上部: 下部高升油层为一套薄层粒屑鲕灰岩，与薄层泥岩呈互层，厚度一般100～200米。上部杜家台油层为一组块状砂砾岩、砂岩，中间夹薄层泥岩。

下第三系沙河街组三段: 下部是高升油田的主力含油层系——莲花油层，是一套厚层—块状砂砾岩、砂岩，夹薄层浅灰色泥岩，顶、底被薄层油页岩、钙片页岩、白云质灰岩与灰黑色、褐灰色泥岩互层所夹持，称为"特殊岩性段"；上部为大段深灰、褐灰色泥岩夹薄层灰白色含砾砂岩及浅灰色泥质粉砂岩。厚度400～1000米。地层由西北向东南逐渐增厚，与下伏沙河街组四段上部呈整合接触。

下第三系沙河街组一段: 为灰白、浅灰色砂岩、含砾砂岩与深灰色泥岩互层，地层厚100～300米左右，北薄南厚。与沙河街组三段地层呈角度不整合接触。

下第三系东营组: 为一套浅灰、灰绿色砂岩和灰绿色泥岩互层，泥岩不纯，砂岩普遍含砾。地层厚30～900米，由西北向东南逐渐增厚。

莲花油层储集层为一套典型的陆源碎屑浊积岩，含油井段150～300米。储集层主要特征如下:

莲花油层岩性混杂，成熟度低，它是沙河街组三段下部深水湖盆时期发育起来的一套陆源碎屑滑坡浊积岩，具明显的递变层理，岩性由硬砂岩和混合砂岩组成。岩石成分除石英、长石外，岩屑和基质含量较高，砂砾岩中岩屑含量可达25%～30%，泥质胶结物含量10%。粘土矿物以蒙脱石为主，达50%以上；其次是伊利石，为15%～30%。储集层成岩性差，胶结松散，一般为孔隙—接触式。

岩石颗粒较粗，分选差，磨圆度低，为次棱角—次圆状，粒度中值一般为0.38～0.49毫米，分选系数一般为1.5～2.5。具有上细下粗南细北粗的特点。

莲花砂体是由多期阵发性高密度混浊流形成的复合砂体，又可细分为8个单砂体，上、下砂体分布范围小，中间砂体分布范围大。

油层分布明显受砂体控制，为厚层块状。一般单井油层厚度60～100米，最大厚度241米。单层厚度为10～20米，最大68.6米，大于10米的井点可占60%～70%。单砂体内部还有不连续的夹层或低渗透层。在8个砂体中，上部砂体以储气为主，下部砂体以储油为主，Ⅷ号砂体主要为水层。

Ⅰ～Ⅳ号砂体主要分布在高二、三区的中部和南部，Ⅴ、Ⅵ号砂体在全区大面积分布，Ⅶ、Ⅷ号砂体主要分布在东部和南部。

从平面上看，砂体自东北向西南方向由厚块状逐渐分叉变为砂、泥岩互层状。北部单层厚度可达125.5米，向南逐渐变为5～20米。

隔层及夹层不发育，砂、泥岩厚度比大，莲花油层突出的特点是砂体厚度大，泥岩隔层和夹层不发育。8个砂体之间的隔层比较稳定，在全区范围内均有分布，具有一定厚度，能够起到隔层作用。砂体内部的夹层在不同的砂体、不同部位尚有差别，北部以钙质砂岩和白

云质泥岩为多，南部则以泥岩为主。夹层发育情况是：南部多而厚，北部少而薄，纵向上是：上部多而厚，下部少而薄。

莲花油层主要含油层位为Ⅴ、Ⅵ、Ⅶ号砂体。主要砂体内夹层都很薄，砂岩所占比例很大。根据高 3–5–13、3–4–4、3–3–5 等井剖面分析，各砂体砂岩厚度所占的比例分别为：Ⅴ号砂体 0.82～0.86，Ⅵ砂体 0.96～0.99，Ⅶ号砂体 0.93～0.99。

(2) 油田构造　高升油田是一个斜坡背景上的鼻状构造，高 23 断层将鼻状构造分割为东、西两个台阶。上台阶（高一区）倾向南东，高点在高 1–3–11 井附近，闭合高度约 200 米，其东南翼倾角为 12°左右。下台阶（高二、三区）高点在高 3–3–4 井附近，向北东、南东和南西三个方向倾，东北翼倾角 3°～6°，西南翼倾角为 3°～9°，东南翼倾角为 10°左右，闭合高度为 450 米。高升油田构造面积为 42 平方公里。

高升油田构造主体部位比较完整，共发现五条二、三级断层、三条四级断层，都为正断层。二、三级断层为北东走向，断距大，延伸长，明显控制沉积厚度和油气水分布。四级断层为北西与东西走向，断距小、延伸短，对油气水有分隔作用，但不控制沉积。在构造范围内由于高 23 和高 21 两条断层的切割，分为上、下台阶和一个断阶带，进一步被东西向断层切成 9 个次一级断块，其中高 3 块和高 2–4–6 块是主力含油断块。高升油田断裂发育情况见图 1–11–7，表 1–11–24。

表 1–11–24　高升油田断层要素表

断层名称	断距 (m)	走向	倾向	倾角	断失层位	延伸长度 (km)	级别
高 3–8–6	240～800	北东	南东	70°	E_3d、E_3s_1、E_2s_3	7～8	二级
高 21	88～175	北东	南东	50°～80°	莲花油层	5	三级
高 23	50～125	北东	南东	70°	莲花油层	10	三级
高一区边界（地震资料）	100 左右	北东	南东	±70°	莲花油层	>6	三级
高 3–4–16	50～80	东西	正南	60°	莲花油层	2～3	四级
高 2–5–5	50～80	北西	南西	75°	莲花油层	3	四级
高 3–5–3	100～150	北西	南西	75°	莲花油层	3	四级
高 3–4–20	150～250	北东	南东	75°	E_3d、E_3s_1	>5	三级

(3) 储油层物理性质　莲花油层储油物性好，属于高孔隙、高渗透性油层。最大孔隙度 39.4%，一般为 20%～25%；最大渗透率 20700×10^{-3} 二次方微米，一般 $1000\sim3000\times10^{-3}$ 二次方微米，见表 1–11–25。

莲花油层是一套物源近、水流急、堆积快，岩性混杂、分选性差的浊流沉积，孔隙结构较复杂。孔隙以粒间孔为主，一般孔径 50～200 微米。孔隙连通性较好，配位数一般 2 左右，最多大于 3。除粒间孔以外，还有杂基孔、界面孔和粒间孔，孔隙均质程度很差，构成

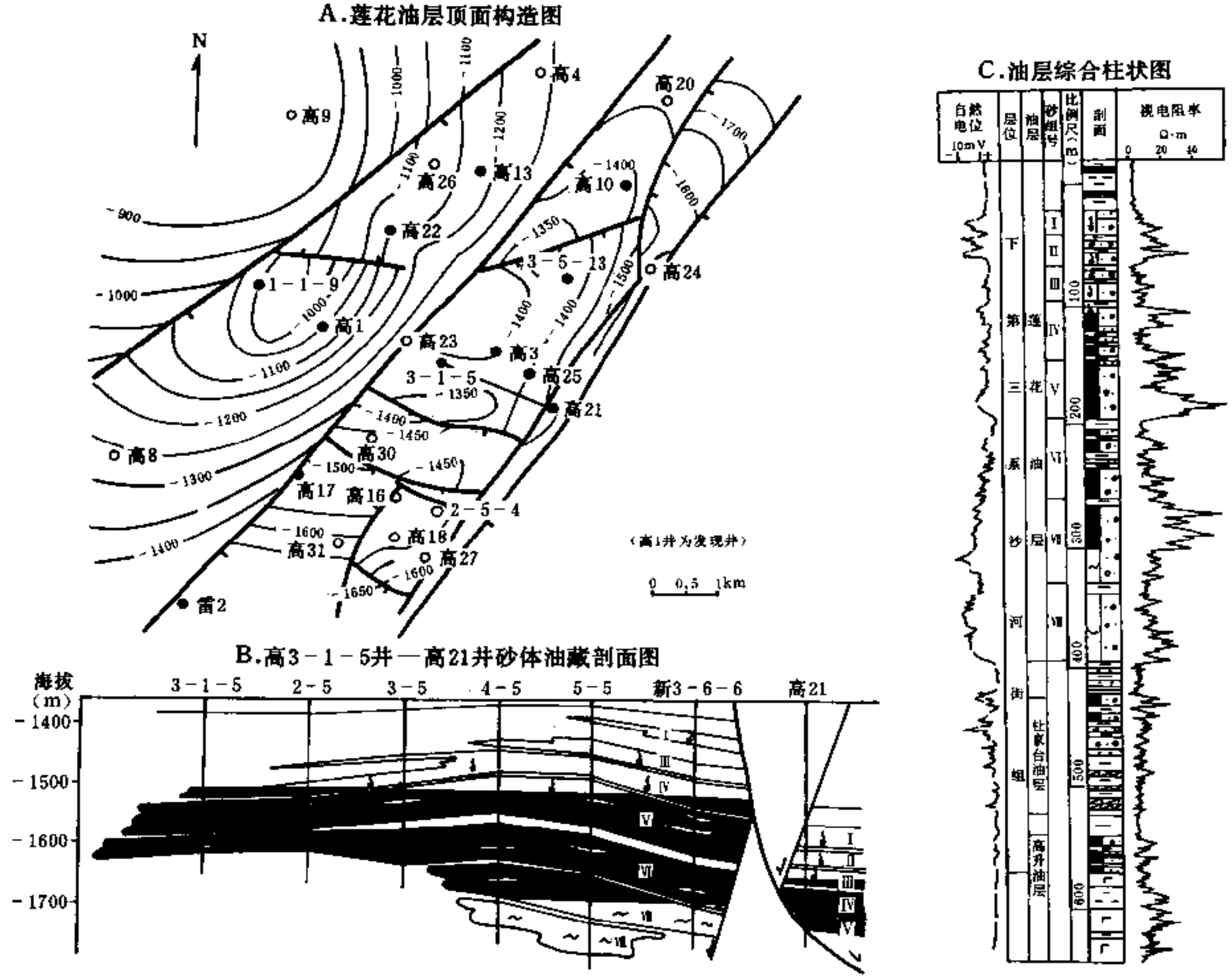


图1-11-7　高升油田综合成果图

复杂的孔隙系统。

油层孔隙度在平面上无明显差异，在纵向上主要表现为中部砂体孔隙性较好，上下砂体孔隙性较差。

表 1-11-25　莲花油藏各砂体油层物性数据表

项目 / 数据 / 砂体	孔隙度 (%)			渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)			泥质含量 (%)			粒度中值 (mm)		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
Ⅰ	31.9	5.2	21	10090	<1	750	29.9	1.5	9.6	2.04	0.092	0.25
Ⅱ	31.7	10.1	23	10550	2	640	27.3	2.4	17.2	1.07	0.071	0.25
Ⅲ	33.4	7.1	25	14824	<1	1300	47.02	1.3	10.0	1.19	0.079	0.3
Ⅳ	39.4	9.1	24.8	16314	<1	1240	39.26	1.3	9.8	3.16	0.058	0.3
Ⅴ	38.7	2.6	24	17203	<1	1737	49.38	0.6	7.3	2.73	0.04	0.35
Ⅵ	33.3	8.2	23	20675	<1	2420	36.60	0.55	6.6	1.65	0.057	0.45
Ⅶ	35.7	8.0	22	14992	<1	2500	24.22	0.35	6.8	2.2	0.11	0.50
Ⅷ	27.9	23.9	25.2	6273	82	3790	4.6	2.4	3.3	0.78	0.44	0.65

渗透性在平面上表现为构造主体部位好，边部差；在纵向上变化较大。总的来说，下部较好、上部较差。水平渗透率一般大于垂直渗透率，平均相差 1.2～2.3 倍。

该储集层平均孔喉半径一般为 4～10 微米，最大连通孔喉半径平均为 26.5 微米，小于 0.1 微米的孔隙体积占 21%～28%，孔喉分布呈粗歪度类型。

由于基质含量较高，相当一部分孔隙体积的孔喉半径偏小，使其束缚水含量较高，约为 0.32～0.34。

宏观上，油层内部夹有较多的薄层泥质条带和灰质砂岩，厚度一般在 0.2～0.5 米左右，平面分布不稳定，连续性很差，形成油层物性的不均一。

油层非均质性的第二个特点是层间渗透性变化较大。不同砂体渗透性能不同，油层非均质程度也不同，渗透率非均质系数一般为 0.35～55。

(4) 油层流体性质　莲花油层的原油属重质油，具有密度大、粘度和胶质沥青质含量高的特点。20℃地面原油密度为 0.84～0.96 克／立方厘米，50℃时地面脱气原油粘度为 2000～3000 毫帕·秒，地层原油粘度为 74～605 毫帕·秒，胶质沥青质含量高达 42%～45%。

原油性质在纵向上具有上稀下稠的特点。原油的密度、粘度随深度的增加而增大，含蜡量和胶质沥青质含量也增加。原油性质在平面上的变化是高 3-5-13 井以北和高 2-5-4 井以南明显变差。各砂体间原油性质也有差别，见表 1-11-26。

莲花油藏有气层和气顶。气层气相对密度 0.56～0.57，主要成分：甲烷 98%～99%，乙烷 0.4%～0.5%，丙烷 0.3%～0.7%；溶解气相对密度 0.61～0.63，甲烷占 92%～94%，乙烷 1.3%～1.5%，丙烷 1.2%～1.7%。

莲花油藏地层水为重碳酸钠型，总矿化度一般为 5952~7614 毫克每升，见表 1-11-27。

表 1-11-26 纵向砂体原油物性表

砂体号 \ 原油性质	ρ_o $(g\cdot cm^{-3})$ (d_4^{20})	μ_{oa} (mPa · s) (50℃)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质加沥青质 (%)
Ⅳ	0.947~0.948	1322~1792	7~12	3.65~4.64	43.86~46.42
Ⅴ	0.948~0.956	1567~2680	3~12	4.06~5.16	40.95~45.81
Ⅵ	0.949~0.959	1939~3301	5~11	3.77~5.60	41.66~46.76
Ⅶ	0.953~0.959	2536~3307	7~11	3.80~5.02	43.34~45.38

表 1-11-27 地层水物性数据表（单位：mg / l）

断块	Na^++K^+	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	硬度 碱度	总矿化度 (ppm)	Ca^{2+}	水型	代表井号
高 3 块	2133.25	2.43	2499.93	57.64	1174.25	1.96 21.75	5952	10.02	$NaHCO_3$	3-5-11
2-4-6 块	2600.15	3.65	2101.01	14.41	2501	1.40 54.0	7614.23	4.01	$NaHCO_3$	2-5-7

(5) 油气藏类型与油、气、水分布　高二、三区莲花油藏主要受构造和岩性控制，以构造控制为主。其油气灌满程度的高低，既取决于构造有利与否，又取决于储集层发育的好坏。如高 3 块和高 2-4-6 块，由于处在构造高部位，同时又是砂体的主体部位，所以油气藏灌满程度可高达 70%以上，单井油气层厚度很大。但在东部和南部，虽然砂体非常发育，但由于处在构造下倾部位，油气灌满程度低，灌满系数仅 30%左右。

该油藏类型为块状气顶底水油藏，油气、油水界面深度主要受断块控制。

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.勘探阶段

①高升油田的地震勘探是在重、磁力勘探的基础上分两个阶段进行的。在 1975 年以前用的是"51 型"地震仪，在构造范围内完成地震测线 78 公里，初步查明鼻状构造形态。1975 年冬到 1976 年为第二阶段，用模拟地震仪完成多次覆盖地震测线 120 公里，落实了油田的构造形态和主要断层。

②钻探工作于 1975 年 8 月开始，是与地震勘探的第二阶段同时进行的。首先钻上台阶高 1 井沙河街组四段上部高升油层，获得了工业油流，接着又于同年 10 月在下台阶的高 3 井发现了沙河街组三段下部的莲花油层，并获得了较高的油气产量，进一步证实高升构造是

一个很有希望的油田。1976 年，在曙光油田会战的同时，又集中部分钻机钻了高 10、高 12、高 13、高 16、高 17 和高 21 等探井，控制了油田的含油面积，并估算了地质储量。进行了地层对比和断块的初步划分，分为高一区、高二区和高三区。

2.油田地质研究

该油田的油田地质研究工作大致可以分为三大阶段：

1975 年—1977 年为第一阶段。根据探井和部分详探井资料，进行了地层对比、油层归位和落实油田内部三、四级断层，划分断块。

地层对比研究中，在沙河街组三段和四段上部找到了三个对比标志层：第一标志层为沙河街组三段下部莲花油层顶部的特殊岩性段、由薄层油页岩和钙片页岩组成。第二标志层在莲花油层以下，即沙河街组四段上部的顶部油页岩、钙质页岩夹白云质石灰岩段，是沙河街组三段与四段上部的分层标志。第三标志层是杜家台油层与高升油层之间的低电阻泥岩段。

通过地层对比和落实断层，确定高升油田构造形态为一个由西北向东南倾没的断鼻斜坡，区内被北东向断层和北西向断层相互切割为五个断块（高 1、高 13、高 10、高 3 和高 16 块）和一个断阶带（高 21 断阶带）。

1978 年—1980 年为第二阶段。这期间主要对莲花油层和高升油层进行油层对比和层组划分。当时认为莲花油层属于河流相沉积，按河道砂岩划分了四个油层组和八个砂岩组。结合高 25、高 3-5-13 两井的钻井取芯和试油资料，正式确定莲花油层是气顶底水块状油藏。高升油层经高 1-6-10 井钻井取芯证实，储集层为浅湖相的粒屑石灰岩，储集空间为裂缝加孔隙的双重介质。裂缝充填物主要为方解石，碳酸盐含量可高达 60%～80%。但是，粒屑石灰岩分布范围较小，其四周均为泥岩包围，属于典型的岩性油气藏。1978 年取得了高升油层和莲花油层的物性参数，进行了储量计算。于 1979 年编制了高升油田开发方案，同年 9 月，石油工业部对开发方案进行审定。

第三阶段是 1980 年～1984 年。开展了莲花油层沉积相研究，同时对原油性质变化规律和储集层非均质特点作了初步分析。通过大量岩芯资料分析，最后确定莲花砂体应属于浊流相沉积，属于深水湖泊相的多期阵发性浊积砂岩体。并将原来的层组划分改为按浊积砂体的对比方法，划分为八个砂岩体，每个砂体为一个独立的开发单元。其中Ⅰ～Ⅳ号砂体以气为主、Ⅴ号砂体为气顶油藏、Ⅵ号砂体属于纯油藏，Ⅶ号砂体为底水油藏，Ⅷ号砂体主要为水。随之，开发层系也进行了调整，将原来按油层组划分的层系改为按砂体来组合开发层系，并确定了Ⅴ、Ⅵ、Ⅶ三砂体为莲花油藏的主要开发层系。Ⅴ砂体目前以气顶驱开发为主，Ⅵ砂体以降压开采为主（采用先期防砂），Ⅶ砂体利用底水能量开采。通过开发层系调整，效果比较明显，油井单井平均日产油量由 11 吨上升到 20～30 吨，采油强度由原来每米 0.19 吨上升到每米 0.54 吨。

通过原油物性资料综合分析，证明了原油性质在平面上明显受油层埋藏深度控制。油层埋藏浅，原油性质差，油层埋藏深，相对原油性质好，所以莲花油层原油性质在平面上明显表现由北向南，原油粘度由大变小，原油性质由稠变稀。纵向上由于重力分异作用的结果，原油性质变化规律明显表现为“上稀下稠”的特点。

由于莲花砂体属于多期阵发性的浊积砂岩复合体，由多期强度和大小不同的浊流形成，所以，油藏储集层非均质性较为严重。其非均质特点主要表现为两个方面：一是宏观上，由于不同砂体鲍玛序列发育状况不同，序列组合类型不同，平面上同一砂体不同部位，由于原始沉积水动力条件差异都造成了砂体内部的严重非均质性。二是微观上，由于不同砂体内部

岩石结构不同，孔隙结构复杂性不一，也造成了砂体内部的严重非均质性。

1984年在上述油田地质研究的基础上，辽河石油勘探局和石油勘探开发研究院合作，共同编制了高升油田正式开发方案，即高升油田稠油热采开发方案。同年年底由石油工业部开发司审查通过，目前正在实施中。

第七节　欢喜岭油田

一、概论

1.基本情况

欢喜岭油田位于辽宁省大洼县和锦县境内，构造位置属下辽河坳陷西部凹陷西斜坡的南端。构造面积约为410平方公里。

1973年通过地震发现欢喜岭构造带。同年8月9日，千1井开钻，油田进入预探阶段。1975年3月底，杜4井试油，首先在杜家台油层获得工业油流，从而发现了欢喜岭油田。

到1978年8月，油田范围内共钻探井和资料井73口，试油39口139层。通过综合研究，初步确定了杜家台油层、大凌河油层和兴隆台油层三套开采目的层，并编制了“欢喜岭油田勘探开发布井方案”。从1979年1月起，这三套油层的主要含油断块陆续投入开发，同年4月开始注水。

1981年正式编制了“欢喜岭油田开发方案”，陆续有5个含油层系共25个断块投入开发。

1982年编制了兴隆台油层两个主力区块即锦16块和欢26块的综合调整方案，进行了扩大分采区及进一步细分层系开采的调整工作。同时开始了深入细致的挖潜工作，使投入开采的区块和层系不断增加。1984年编制了“1984～1990年欢喜岭油田整体调整方案”。1988年再次编制了“锦16块调整方案”，对兴隆台油层再次细分层系和扩大分采区开采。

1977～1981年间，钻探发现了锦45块于楼油层和兴隆台油层的稠油油藏，以及欢17块兴隆台油层的稠油油藏，随后部署了基础井网进行详探。1984年在这两个地区开辟了蒸汽吞吐试验区，取得了稠油开采的突破性进展，从而开创了欢喜岭油田稠油热采的历史。

到1988年底，在欢喜岭油田上台阶从锦25块到齐40块，包括于楼、兴隆台和莲花三个含油层系的稠油油藏先后投入开发。目前欢喜岭油田稠油产量已占到全油田产量的46%，动用储量占全油田动用储量的43.3%。稠油开采已在欢喜岭油田开采中占据了与稀油几乎同等重要的地位。

1983年3月，齐家潜山油藏投入开发，成为欢喜岭油田开发的一种新的油藏类型。

欢喜岭油田自上而下发育七套含油层系，即于楼油层、兴隆台油层、热河台油层、大凌河油层、莲花油层、杜家台油层和基岩潜山油层。个别井区有东营组的油气层。以兴隆台油层为主力含油层系，其次为大凌河油层和杜家台油层。见图1–11–8。

油层埋深一般在700～3200米不等。

截至1988年12月底，全油田共完井1767口，其中油井1133口，注水井257口，观察井17口。共钻各种钻井取芯井410口，取芯进尺19049.04米，岩芯长16035.4米，岩芯收获率为84.18%。

欢喜岭油田是目前下辽河坳陷的第一大油田，其产量占全油田产量的三分之一强。

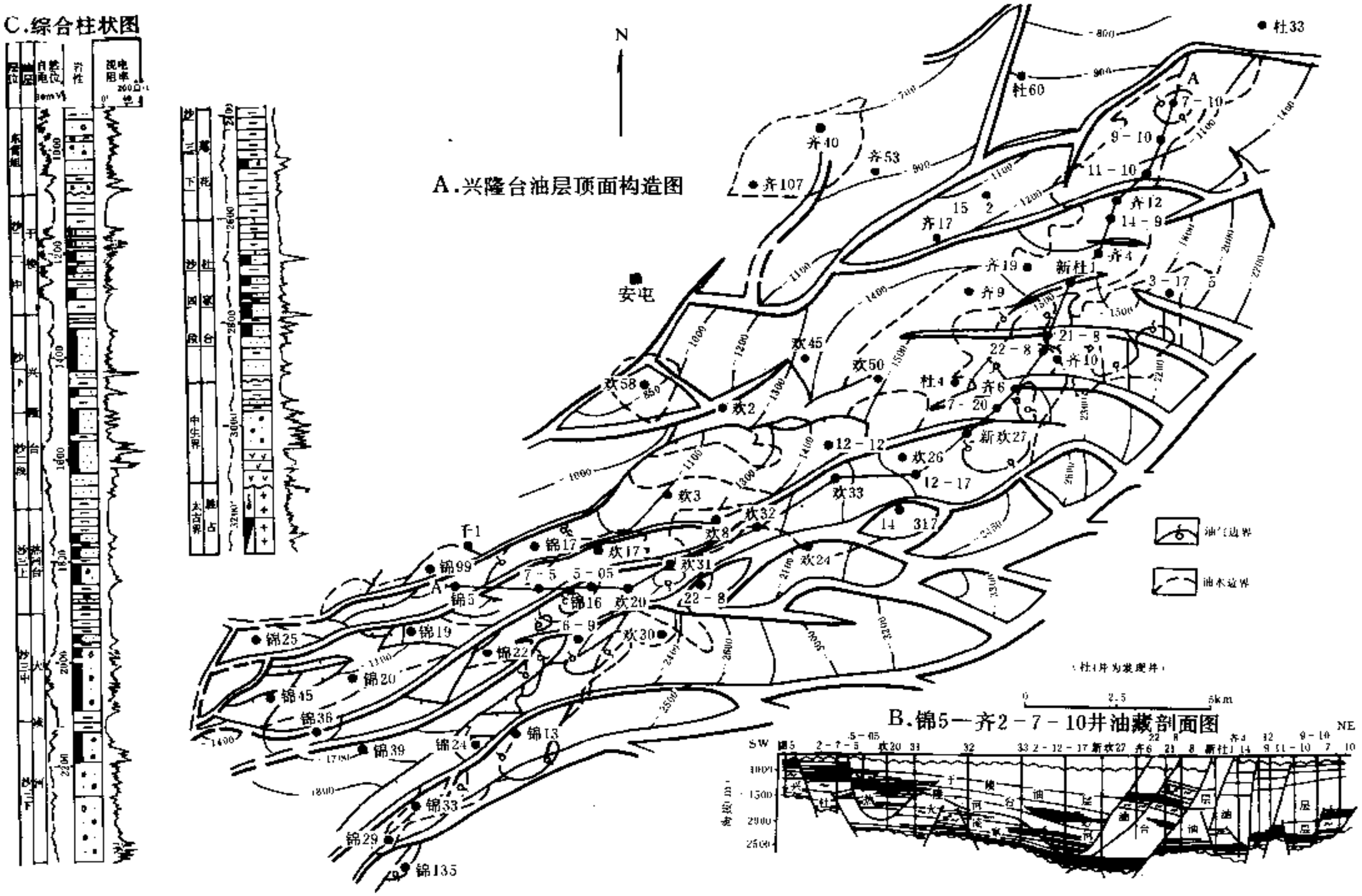


图 1-11-8　欢喜岭油田综合成果图

2.主要石油地质特征

(1) 地层

1) 地层特征：欢喜岭油田的含油层系（除潜山外）均发育于下第三系的巨厚沉积层中，下第三系东营组和沙河街组的沉积厚度为630～2200米。

①基底：本区前第三系的基底结构比较复杂。岩性和时代都有不同。在由西北向东南倾没的斜坡背景之上，地形高低起伏较大。

在大凌河以北，基底多为太古界混合花岗岩，有6个沿着斜坡走向呈北东—南西向排列的古山头相间分布。在欢喜岭和齐家地区还有侏罗系中酸性火山岩分布于花岗岩山头间的低洼处。齐家潜山是欢喜岭油田主要含油潜山，岩性复杂，主要为黑云母变粒岩，斜长角闪岩及混合岩。暗色矿物含量少，塑性小，易产生裂缝。

大凌河以南基底岩性为中生界红色砂砾岩和紫红色泥岩。中生界上侏罗统煤系地层主要分布在高垒带西北侧。

基底埋深1040～3420米不等。

②沙河街组四段上部：主要为暗色泥岩与浅棕色、灰白色含砾中—细砂岩薄互层，是在高低不平的基底之上形成的一套充填式沉积，故地层厚度变化大，为0～500米左右。后期在大多数地区沉积一套含钙质和白云质的暗色泥岩，称"上特殊岩性段"。本段化石以 *Austrocypris levis* 光滑南星介、*Cyprinotus* 美星介、*Sinoplanorbis* 中华扁卷螺等组合为主。

③沙河街组三段：为一套暗色块状泥岩与厚—巨厚层砂砾岩的厚互层沉积，砂砾岩厚度在平面上变化大，一般为300～800米，本段化石有 *Huabeinia ventricostata* 腹脊脊刺华北介和 *Bohaidina* 渤海藻组合。

④沙河街组二段：以中—厚层状砂岩及含砾砂岩为主，夹薄层暗灰—灰绿色泥岩和泥质粉砂岩。平面上厚度变化为100～300米。本段化石以 *Camarocypris elliptica* 椭圆拱星介和 *Cypria gargara* 丰富丽星介为代表。

⑤沙河街组一段：下部为两组含钙片页岩集中段，局部发育中—薄层砂岩，砂、泥岩呈不等厚互层。中部为含油页岩的砂、泥岩互层沉积。在大凌河以西，油页岩相变为生物石灰岩。化石组合以 *Xiyingia* 西营介、*Cypridinae* 金星介亚科（小个体）和 *Tenua* 薄球藻为代表。沉积厚度为150～350米。本区缺失沙河街组一段上部地层。

⑥东营组：为中—厚层状砂、泥岩互层，向上过渡为灰白色砂砾岩夹薄层灰绿色泥岩。大凌河以西，底部发育一组黑色玄武岩，一般厚8～12米。东营组厚度的变化明显受一组平行于斜坡走向的同生断层控制，自西北向东南呈断阶的形式逐级加厚。至早第三纪末期，由于受不均衡抬升的影响，东营组遭受不同程度的剥蚀，与上覆上第三系馆陶组呈不整合接触。本段地层一般厚300～700米，最厚达1150米。

2) 沉积特征：由于不同时期的沉积层分别形成于裂谷盆地的不同发育期，具有不同的沉积特征。

①沙河街组四段上部杜家台层：形成于裂谷发育初期——裂陷期。沉积作用伴随着基底断裂，紧邻盆地边缘的物源区碎屑供给充足，季节性强水流的搬运作用使得湖盆边部形成一系列小型扇三角洲沉积。因此在油田区内，储集层以辫状分流河道及河口坝微相为主，少数为薄层砂和小型滑塌浊积体。

辫状分流河道砂体多为正韵律，下部多为含砾砂岩，向上渐变为中—细砂岩。单个砂层

厚度一般3～5米，具平行层理和槽状斜层理、交错层理等。

河口沙坝砂体以复合韵律为主。岩性以中—薄层的细—中砂岩为主。具小型斜层理、平行层理及交错层理等。

碎屑成熟度低，一般长石和石英含量均在30%以上，各种岩块占10%以上。平均粒径属中砂级，为0.31毫米。颗粒以次圆—次尖为主，磨圆不好。胶结物含量较高，平均灰质为5.8%，泥质为9.7%。胶结类型以孔隙式为主，其次有基底式，充填式和镶嵌式。

砂体分布多呈条带状、有明显的方向性。在350～500米井距时，砂层连通系数只有53%。在埋深大于2600米时，由于成岩作用过程中自生胶结物充填部分孔隙，加上多组断层的分隔，使油层连通系数更低，仅有30%左右。由于纵向上沉积砂体的频繁摆动，使得整个杜家台油层形成多层叠加大面积连片分布的宏观格局。

②沙河街组三段大凌河油层：形成于裂谷深陷期，由于物源区与沉积区高差的增大以及湖盆的加深，使得大量粗碎屑在洪水期多以高密度流的形式进入深水湖盆，形成大大小小的浊积体。欢喜岭地区的湖底浊积扇以扇中亚相为主，而作为储集层又多为扇侧缘微相。

储集层岩性为砾岩、砂砾岩及砂岩。正韵律，层理类型以粒度递变层理和平行层理为主。单层厚度由几米到几十米。砾径多在3～10毫米，富含泥质条带和团块。碎屑成分中石英、长石、岩块各占36%、39%、14.8%左右，颗粒以次尖为主，泥质和灰质胶结，约占10%，胶结类型以孔隙—充填式为主。

③兴隆台油层：形成于裂谷收敛期，为近物源短距离搬运，碎屑供给丰富，湖盆较浅。在油田区内发育了两个较大的扇三角洲沉积体，即齐、欢、双扇三角洲和西八千扇三角洲。欢26块和锦16块分别位于这两个扇三角洲前缘的西南和东南部的河口坝之上。因此储集层性质较好，为中—厚层含砾砂岩和砂岩，多为复合韵律和反韵律，以平行层理、小型斜层理和交错层理为主。

粒度中值平均为0.32毫米，碎屑成分中石英占31%，长石占33%，岩屑占16.5%，鲕粒（表鲕为主）占2.5%。颗粒一般次圆—次尖。胶结物中泥质占6.3%，钙质占10.7%。胶结类型以孔隙式和接触式为主。

砂体在平面上呈大面积连片分布，连通系数高达90%以上。

(2) 构造

1) 构造形态：齐家基岩突起带受北东方向西倾大断层控制，呈北北东走向。西侧陡，坡度为30°～40°，东侧缓，坡度约20°，山脊向南倾没。由北、中、南三个山头组成，以中山头埋藏最浅，为2300米。

整个基底的斜坡背景和潜山古地形对本区下第三系构造层的发育起着直接的控制作用。无论哪个构造层，其构造总貌都是一个向东南向倾斜的斜坡。在这个斜坡上，沿走向又发育了三个披覆于潜山之上的鼻状构造——齐家、欢喜岭和西八千鼻状构造。

沙河街组三段沉积末期和东营组沉积末期的两次较强烈的构造运动，造成了盆地边缘的不均衡抬升，形成了盆地内部一组平行于斜坡走向的三级断层。最终构成了一条条呈北东至近东西向延伸的、狭长的、向东南级级下降的斜坡和断鼻台阶。

2) 断层与断块：欢喜岭油田与曙光油田之间在构造上无明显的分界线，仅以绕阳河作为分界。油田南界以鸳鸯沟断层与鸳鸯沟鼻状构造带分开。

油田区内共发育三级断层22条，四级断层按三个构造层统计达一百多条。断层性质均属正断层。在兴隆台、大凌河和杜家台三套含油层系中共划分23个断块区，147个四级断

块，可见其构造的复杂性。

三级断层的走向以北东和近东西向为主，倾角 45°～70°，断距较大，约 50～400 米，平面延伸较远，达 3～30 公里，每条断层一般都有 8～50 口井钻遇。这些断层大多为东营组沉积末期发育的同生断层，是控制油气聚集带的主要断层。

四级断层走向以北东为主，也有近东西或呈北西向者，断层倾角 70°左右，断距 50～300 米不等，平面延伸较短，一般为 1～5 公里，最长不超过 10 公里，每条断层一般都有 1～11 口井钻遇。有早期发育的和晚期发育的两种，前者发育于沙河街组四段上部，后者主要发育于沙河街组三段及一段，它们使油、气、水分布更为复杂化。

断层按层位分布的特点如下：

①齐家潜山太古界油层：内部有 6 条断层把中山头切割为 5 个小断块，其中 4 条为北东走向东南倾的正断层，2 条为北北东走向西倾的正断层。

②杜家台油层：由于处于裂谷发育的裂陷期，断层多、断裂系统复杂、断块十分破碎是其主要特点。早期两条西降断层自中生代活动直至沙河街组四段沉积末期，断距 50～200 米，控制了杜家台油层的沉积和油气富集。

沙河街组四段上部沉积时期发育的断层共 61 条，断距由几十米到上百米，均为四级断层，具有围绕潜山呈放射状或环状分布的特点。

沙河街组三段沉积时期发育的断层 13 条，走向南北和北东向，断距 50～280 米，延伸 1～4 公里。

东营组沉积时期发育的断层共 9 条，断距都在百米以上。

上述 85 条断层将杜家台层分割为 75 个小断块，断块面积由 2.1～0.2 平方公里不等。以三级断层为界，划分和组合为五个大断块区。

③大凌河油层：有 6 条北东向和 5 条近东西向的三级断层，29 条四级断层，把构造切割为 9 个断块区和 36 个四级断块。

④兴隆台油层：有 11 条与大凌河油层一致的三级断层，还有 58 条四级断层，切割成 9 个台阶式的断块区和 36 个四级断块。

(3) 储集层

1) 储集层物性：

①齐家潜山太古界混合花岗岩储集层平均孔隙度 3.2%，最大为 6.8%，渗透率大多小于 1×10^{-3} 平方微米。但裂缝发育并有明显的方向性，与基底断裂方向基本平行；纵向上裂缝主要发育于潜山顶面之下 100 米左右，呈分段发育。

沙河街组三段的几套碎屑岩储集层物性总的变化趋势是自上而下变差，见表 1-11-28。

表 1-11-28 主要储集层物性数据表

储集层名称		φ (%)	Ka ($10^{-3}\mu m^2$)	碳酸盐含量 (%)	泥质含量 (%)	粒度中值 (mm)	分选系数
兴隆台油层	锦 16 块	29.0	2201	4.5	12.4	0.218	1.76
	欢 26 块	21.3	659	3.8	8.4	0.399	2.2
大凌河油层		19.2	302	6.4	9.1	0.305	1.78
杜家台油层		13.8	85	7.6	10.3	0.31	1.78

②兴隆台稀油油层中锦16块物性明显好于欢26块。锦16块平均有效渗透率750×10^{-3}二次方微米，好油层的垂直渗透率与水平渗透率比较接近。油层均质程度为0.54～0.91，渗透率级差为3.0～5.8。欢26块的均质程度稍差，一般为0.3～0.8左右，渗透率级差稍大，一般为10～85。

兴隆台稠油油层有4个开发块，皆因埋藏较浅（700～1200米），储集层物性好，且大多松散而无法进行测定。仅对其中胶结较好的样品做了测定，其孔隙度值在30%左右，空气渗透率值在500×10^{-3}二次方微米以上。

隔层岩性为泥岩和粉砂质泥岩。锦16块除兴隆台油层Ⅰ、Ⅱ油层组之间隔层普遍大于2米外，其它砂岩组和油层组之间隔层均较薄且分布不稳定，隔层大于2米的井点占30%～50%，还有10%～15%的井点没有隔层。尤其在中部分采区，层系间隔层发育不好，厚度小于2米的井点占59%。

欢26块的隔层情况略好于锦16块，砂岩组之间隔层厚度一般大于2米的井点占70%～90%。

几个稠油区块的隔层也较好，油层组和砂岩组间隔层厚度一般大于1～5米。

③大凌河油层在各断块区的物性差异也较大。埋深小于2000米时平均渗透率为1二次方微米左右，孔隙度在20%以上；而埋深大于2000米时，渗透率小于100×10^{-3}二次方微米，孔隙度亦小于20%。层内非均质性严重，均质程度仅0.19，渗透率级差上千倍。油层组内部一般缺乏稳定分布的泥岩隔层。比较而言，上部油层组中的泥岩隔层多于下部，砂体边部的隔层多于中部，故而有的区块的油层呈层状。

④杜家台油层物性普遍较差。为中—低渗透率油层。非均质性强，各层之间平均渗透率相差9～15倍，层内渗透率级差达100～634倍。剖面上砂、泥岩呈薄此层，故隔层发育良好，砂岩组之间隔层大于2米的井点可占70%～85%。

2）孔隙结构：

①兴隆台油层：欢26块的储集层孔隙以大中孔细喉道型为主。孔隙类型以原生和次生混合的粒间孔为主。粘土矿物多为自生高岭石。锦16块因岩性松散，少数样品的分析值缺乏代表性。

②大凌河油层：孔隙结构具有喉道较细、分选好、配位数低的特点。孔隙类型以粒间孔为主。粘土矿物以高岭石为主。

③杜家台油层：孔隙结构属低—特低渗中孔细—微细喉道型。孔隙类型以次生粒间孔和部分溶蚀孔隙为主。在成岩过程中压实、压溶作用及晚期碳酸盐充填作用较强，原始粒间孔不发育。粘土矿物中高岭石含量较多。孔隙的发育程度和储集层的渗透性明显受胶结物含量的影响，呈负相关。

以上层系孔隙结构参数和粘土矿物含量见表1-11-29。

三套储集层均具亲水—强亲水性，自吸水量一般占孔隙体积的16%～25%，为自吸油量的5～40倍以上。松散样品染色法测得的相对水湿性平均85%以上。

根据8口井油水界面张力测定，自上而下界面张力增加，兴隆台油层与大凌河油层相近，为5～20每米毫牛。

(4) 油层流体性质　欢喜岭油田的原油性质可分为稀油和稠油两大类。两者都属于低凝固点、中含蜡和低含硫原油。

不同含油层系和不同断块其原油性质不同。纵向上，下部层系（包括潜山）比上部好；平面上，东部低断块比西部高断块好。原油性质变差主要表现在密度、粘度和沥青质胶质含量的增高。

表 1-11-29 孔隙结构参数和粘土矿物

油层 \ 参数 \ 项目	孔隙结构参数				孔隙数据			粘土矿物含量（%）		
	均值（μm）	最大连通孔喉半径（μm）	主要流动孔喉半径（μm）	结构系数	平均孔宽（μm）	配位数	孔喉比	蒙脱石	伊利石	高岭石
兴隆台油层（欢 26 块）	3.22	14.73	9.48	2.85	70.69	2.09	10.98	4.07	23.61	72.6
大凌河油层	3.8	17.36	10.93	2.12	88.65	2.03	11.66	9.6	13.5	64.6
杜家台油层	2.74	13.20	7.87	4.84	80.81	2.19	33.05	17.2	32.1	50.7

地下原油性质的变化规律与地面原油分析结果一致。表现为下部含油层系和低断块的原油密度、粘度、饱和压力和收缩率较低，而油气比、体积系数和溶解系数则较高。各含油层系的油气物理性质见表 1-11-30。

表 1-11-30 油气物理性质表

层系 \ 参数 \ 项目		原油								天然气	
		ρ（g/cm³）		μ（mPa·s）		凝固点（℃）	含蜡量（%）	含胶质沥青质（%）	含硫量（%）	相对密度	CH_4（%）
		地面（20℃）	地下	地面（50℃）	地下						
于楼	稀油	0.958	0.883	411.7	32～41	−19	2.7	30.2			
	稠油	0.993～0.9995		7696～17439		5～26	2.89	38.11			
兴隆台	稀油	0.8692～0.9468	0.8685～0.8703	6.56～150.1	0.87～17.6	−20～22	1.88～5.33	16.5	0.148～0.291	0.6451	88.72
	稠油	0.956～0.985		500～4213		−18～8	1～4.23	26～39	0.34		
热河台		0.8502	0.7415	51.6	0.94	−18～31	4.46	8.34	0.116	0.7237	81.4

续表

层系		原油 ρ (g/cm^3) 地面 (20℃)	原油 ρ (g/cm^3) 地下	原油 μ (mPa·s) 地面 (50℃)	原油 μ (mPa·s) 地下	原油 凝固点 (℃)	原油 含蜡量 (%)	原油 含胶质沥青质 (%)	原油 含硫量 (%)	天然气 相对密度	天然气 CH_4 (%)
大凌河莲花	稀	0.8079～0.9449	0.608～0.8775	2.07～172.12	<0.5～22.7	−20～15	2.79～3.93	9.4	0.053～0.266		
	稠	0.9686		1159～2639		−10.3～13	4.3～5.8	30.4～32.7	0.29		
杜家台		0.8417～0.8676	0.6346～0.8054	4.59～37.91	<0.5～3.95	−16～28	6.08～10.09	12.4	0.08～0.128		
太古界		0.8298～0.8739		2.62～247.23		31～43	11.6～18.86	4.56～15.98	0.02～0.14	0.7758	72.25

油田水均为碳酸氢钠型，总矿化度在 281～58107 毫克每升，氯根 53～32800 毫克每升，重碳酸根 62～9595 毫克每升。向西部上台阶方向矿化度降低。

(5) 油气水分布及油藏类型

1) 兴隆台油层：属于厚层复合型油藏，油水关系较简单，一般为沙河街组一段下部和二段两套油水组合，具块状油藏特点。见图 1-11-9、10。

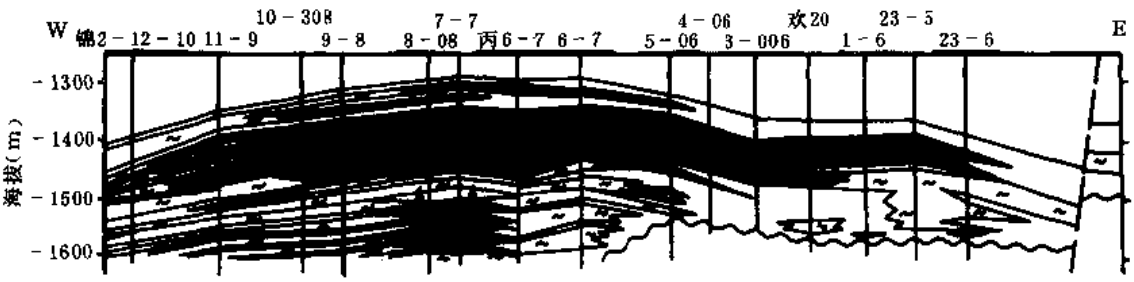


图 1-11-9　锦 16 块兴隆台油层油藏剖面

平面上油气富集区受西八千和齐家两个断鼻构造带、以及西八千和齐-欢-双两个扇三角洲砂体的控制，主要集中于锦 16—欢 26 断阶，锦 45—欢 17 断阶和锦 25—锦 7 断阶上。它们的储量占全油田储量的 35.1%。含油气层段比较集中，富集程度高，含油井段可达 200 米，灌满系数分别达到 74%和 48%。为断鼻构造型油藏。

齐-欢-双扇三角洲前缘砂体在西南部的上倾尖灭，构成欢 26 块西侧的岩性尖灭油藏。

2) 大凌河油层：油藏类型同时受断层和砂体分布双重因素控制，以构造—岩性块状油藏为主。砂体边部的上倾尖灭构成了一些大大小小的构造—岩性油藏，见图 1-11-11。与其它两个含油层系比较，油藏显得小而零星。

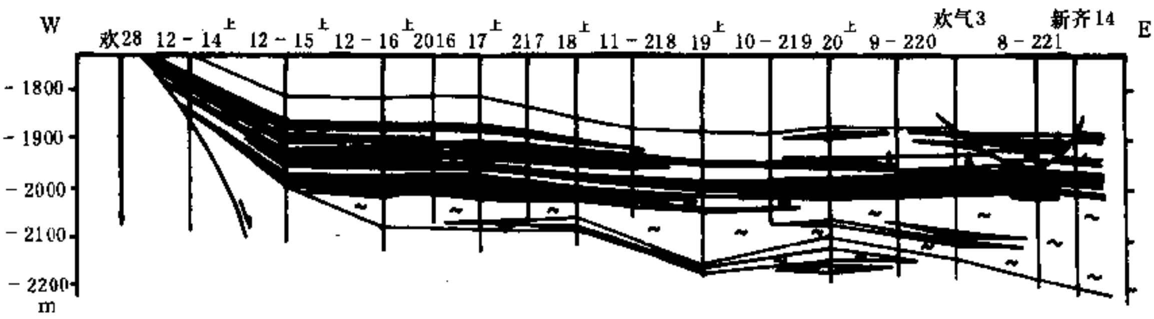


图 1-11-10　欢 26 块兴隆台油层油藏剖面

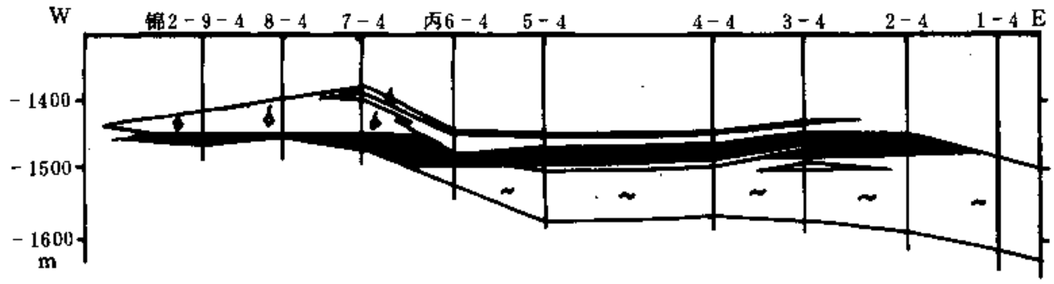


图 1-11-11　欢 17 块大凌河油层油藏剖面图

油、气、水关系比较单一，多具气顶、底水。含油气幅度可达 100～200 米。

断层的封闭和遮挡作用可以形成大凌河油层的一些断块型油藏。如锦 2-6-9 块油藏等。

由于砂、泥岩的差异压实作用而形成的砂体顶部埋深变化，可以造成一种具有“假背斜”特征的岩性圈闭，如欢 2-19-08 井大凌河油层的油藏。

3）杜家台油层：由于断裂系统复杂和层状砂体的特点，使杜家台油层的油藏类型多为断块—岩性油藏。又由于砂层纵向上叠加连片，故杜家台油层含油范围最广，含油断块最多，以齐家和欢北地区发育较好。

油、水以层状分布为主，具层状油藏特点。部分井中存在着多套油水组合。

在断块—岩性油藏中，一般构造高部位油层厚度大，但当高部位砂体发育较差时，低部位的砂岩发育带可造成比高部位更为发育的油层，如欢 12 块的欢 12 井即是其中一例。

由断层遮挡而形成的油藏在杜家台油层中也不罕见，如欢 26 块、齐 9 块、欢 50 块和新欢 27 块等等。

当超覆沉积的砂层向潜山顶部形成上倾尖灭时，就出现地层超覆油藏。砂层主体部位的孔隙带被周围非孔隙带所圈闭时，也形成透镜状的岩性油藏，见图 1-11-12。

二、油田勘探开发及地质研究简况

欢喜岭油田是一个具有复式油气藏特点的大油田，地质研究工作随着勘探、开发的进程不断加深，使油田走上滚动勘探开发的道路。

1975 年，在对整个西部凹陷西斜坡进行稀井广探的过程中发现了欢喜岭油田。油田地质研究工作也即开始，可以划分以下几个阶段：

*1.*整体解剖阶段（1976～1977）

1975 年发现欢喜岭油田之后，1976 年开始进行了预探和整体解剖，认识到欢喜岭油田高垒带上油气分布广泛，是主要的油气富集区。

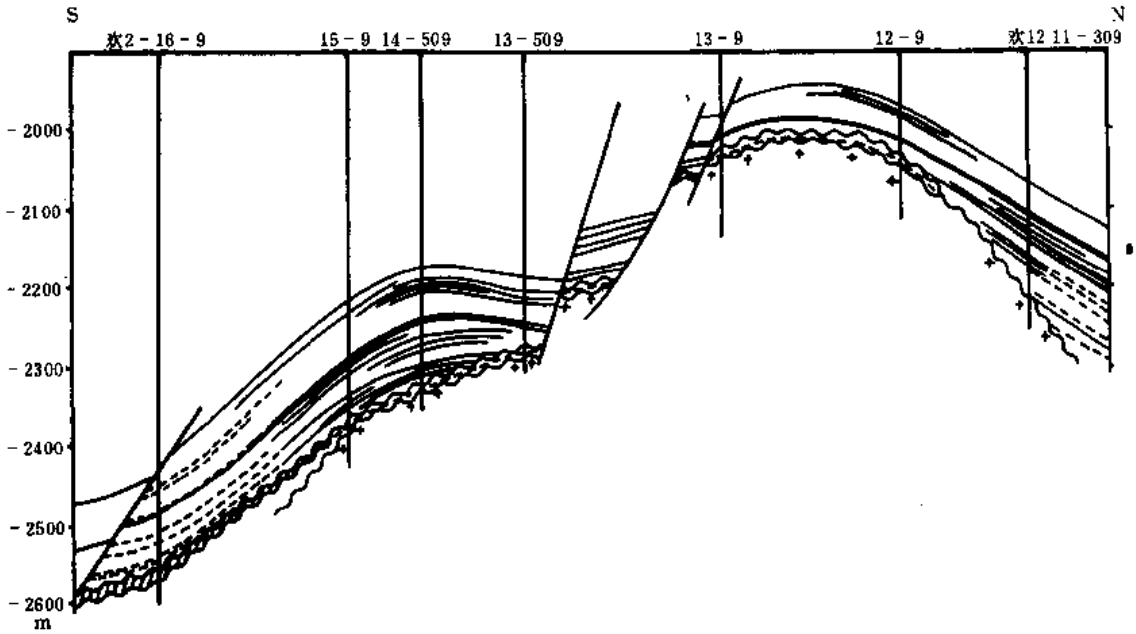


图 1-11-12　欢 2-14-10 块杜家台油层油藏剖面

1977 年 8 月底，高垒带完钻探井和资料井 24 口，其中资料井 5 口。取得岩芯长 307.36 米，岩芯收获率 63.91%。试油 13 口井 36 层，试采井 4 口。在对上述资料综合研究的基础上，9 月底编制了"欢喜岭油田初步开发井网布井方案"。当时对油田地质特征的认识程度归结如下：

(1) 基本搞清了油田区域地质特征和构造面貌

1) 基底背景为北东走向的东南倾斜坡。杜家台油层构造存在着一个由早期发育的西降断层与晚期发育的东降断层所夹持的高垒带，在高垒带上发育着一个鼻状构造——欢喜岭鼻状构造。

2) 断层很发育，具断块油田特点。初步落实断层有 12 条，区分为北东向和北西向两组断层，并划分了 10 个断块。

(2) 基本明确了油田区内发育五套含油层系　初步了解了杜家台油层在全区各断块连片分布，具工业开采价值。对于其它四套油层则因钻探程度尚低，油层钻遇率仅 18%～41%，故误把杜家台油层作为主要目的层。

(3) 对杜家台油层的初步层组划分及其储集层特性和油、水分布规律研究

①把杜家台油层划分为三个油层组并进行了对比标志和储集层特征的初步描述和评价，明确杜家台油层二组为主力油层组。

②认识到杜家台油层在不同断块上的油层发育、原油性质、油水界面和产能都有明显差异。

③总结出杜家台油层具有物性差、平面变化大，原油性质好、压力系数低、天然能量不

足等特点。

(4) 完成了对高垒带的整体解剖，控制了一定的含油面积和地质储量，主要是杜家台油层和大凌河油层的面积和储量。

2.油田开发初期阶段（1978～1980）

随着整体解剖的逐步深入和地质资料的增多，油田地质研究工作全面深入展开，取得了突破性进展，为编制油田总体开发方案提供了依据。

①明确了以兴隆台、大凌河和杜家台等三套油层为主要开发目的层。尤其是明确了锦16块和欢26块兴隆台油层是最主要的油气富集断块，首先投入开发，同时进行了系统的细分层对比研究。

②发现了于楼和兴隆台油层的稠油油藏。发现并初步研究了于楼和热河台油层的稀油油藏。

③对地层构造进行了全面系统分析研究。

a.全面分析了油田内前第三系复杂的基底岩性、结构和地形。

b.编制了杜家台油层顶面和沙河街组一段下部底面的全区构造图，以及大凌河油层的砂岩顶面埋深图。揭示了油田区三个主要构造层的构造面貌。对比落实断点260个，组合断层48条，组合成北东和近东西向的两组断裂。对三个构造层分别划分了9～12个断块区和19～54个断块。

④对三套含油层系进行了沉积环境初步研究和储集层评价。认识到兴隆台油层由两个三角洲前缘砂体组成，两个砂体之间有一个浅滩相隔。大凌河油层为一套深水湖相浊积扇砂体。杜家台油层为一套充填式三角洲前缘砂体。并对这三套储集层特性进行了系统分析评价，确认了储集层性质由浅到深变差的规律，为选准开发目的层提供了依据。

⑤对三套含油层系的油、气、水分布规律和油藏类型进行了系统分析研究。

a.兴隆台油层油气富集程度高，主要集中于中台阶的锦16—欢26断块区。以断层遮挡构造油藏和受岩性影响的构造断块油藏为主。多为边（底）水油藏。

b.大凌河油层的油气分布同时受断层封闭及砂体分布特点的影响，以断层遮挡和砂体上倾尖灭油藏为主，多为块状底水油藏，少数有气顶。

c.杜家台油层砂层灌满系数低、油层薄、油水关系复杂，油藏面积小、贫富差别大。表现出层状油藏特点。

⑥以油层组和四级断块为单元正式计算了油田储量。

3.油田开发中期阶段（1981～1984）

(1) 储集层小层岩相研究　先后研究了锦16井区和齐、欢、双地区的兴隆台油层小层沉积相，编绘了各砂岩组的相带图。研究了不同微相的储集层性质和非均质特点，为动态分析和调整提供了地质依据。对欢50块和新欢27块杜家台油层和大凌河油层进行了初步岩相分析。

(2) 储集层孔隙结构研究　以兴隆台油田兴隆台油层孔隙结构分类为标准，根据兴隆台油层和杜家台油层的压汞资料分析，确定了它们的孔隙结构类型。根据铸体薄片和岩矿薄片资料，对主要含油层系的孔隙成因类型进行了初步分析。发现不同油层均存在着各种形式的原生和次生孔隙，各种成岩作用对不同储集层影响程度不同。

(3) 对主力区块的油藏研究进一步深入　全面系统地编制了“锦16块油藏描述”的资料和图幅汇编。为编制主力区块开发调整方案提供了地质依据。

(4) 稠油油藏热采蒸汽吞吐　本试验的成功为稠油开采开辟了广阔的前景，稠油地质研究迅速展开。发现并研究了锦 45 块和欢 17 块兴隆台稠油油层。对该区的构造、地层、储集层分布、油层物性和原油性质进行了系统研究，并计算了地质储量，为稠油开采提供了地质依据。

4.深化勘探与开发阶段（1984～1988）

(1) 深入开展挖潜工作　针对欢喜岭油田含油层系多和断块复杂的特点，从 1982 年开始了深入细致的挖潜工作。

1) 从研究油气分布规律入手寻找新油藏：在详细研究储集砂体成因及分布规律、研究断块构造特点的基础上，进而研究可能形成的油藏类型。如锦 99 块油藏就是根据杜家台油层在潜山北侧低部位可能存在较厚的充填式沉积而发现的。根据三级断层下降盘浊积扇砂体形成串珠状断层—岩性油藏的特点，先后发现了齐 2-7-10 块和齐 2-4-10 块大凌河层油藏。

2) 认真研究低电阻层，寻找砂体边部岩性油藏：在齐、欢、双扇三角洲砂体西侧，找到了因岩性变细而导致油层电阻率低被误认为水层的岩性油藏，如新欢 27 块、欢 2 块等。

3) 反复研究断层发育的规律性，认真核实断层资料，敢于否定不落实断层，扩大含油面积：例如对原锦 99 块北界东西向断层的科学否定，使该断块含油面积扩大 0.28 平方公里。

(2) 稠油地质研究在上台阶全面展开　稠油区的地质研究工作全面吸取了稀油区地质研究的经验，对油藏的断块特点、层组对比划分、储集层沉积及分布特征、储集层性质、隔层条件等等进行了系统研究。还特别注重对原油性质及其变化规律的研究，为稠油热采开发方案的编制和热采工艺的选择提供了依据，保证了三套含油层系的 7 个区块顺利投入开发。目前又在进一步研究储集层内部结构和热物理性质。

(3) 进行了对扇三角洲储集层的综合研究　在对下辽河坳陷扇三角洲储集层综合研究的基础上，确立了兴隆台油层两个扇三角洲以及杜家台油层欢北扇三角洲群的沉积特点和水动力类型，深化了对这些扇三角洲非均质模式的描述。同时总结了它们相应的开采特点和油水运动规律。不但为今后油藏模型的建立，而且为今后的综合调整、挖潜改造和保持稳产提供了依据。

(4) 开展了对杜家台油层成岩作用研究　对杜家台油层成岩过程和各种成岩作用的研究，找到了影响储集层性质的主要原因及次生孔隙带的发育规律，为进一步对油层的改造、挖潜提供了依据和方向。

第八节　双台子油田

一、概况

1.基本情况

该油田位于辽宁省盘山县曙光农场双台子河流域。构造部位为下辽河坳陷西部凹陷的南部。

1970 年 4 月，在构造高部位首钻双 1 井，在东营组和沙河街组三段上部见良好油气显示，经试油在沙河街组三段上部热河台油层获工业油流。1977 年 3 月，双 7 井在兴隆台油层试油获工业油气流，揭示了该油田的主力油层。1980 年 1 月在含油气富集的双 6 井区投入开发生产，动用含油面积 9.0 平方公里，主要利用天然气顶能量开发。

该油田有兴隆台、热河台两套含油层系，兴隆台油层为主力油层。

该油田完钻井 132 口，其中岩芯井 23 口，取芯总进尺 1081.17m，实取岩芯长 859.22m，平均岩芯收获率 79.5%。全油田试油 93 口井，390 层。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层：双深 3 井钻探结果证实，油田区内巨厚的下第三系地层直接覆盖在太古界混合花岗岩之上。

下第三系自下而上分为房身泡组、沙河街组、东营组。沙河街组又分为四段。

沙河街组四段上部为深灰、褐灰色泥岩夹灰白色砂砾岩。其下为绿灰、黑灰色安山—玄武岩，属房身泡组。

沙河街组三段是一套巨厚的暗色地层，下部为深灰、褐灰色泥岩夹砂岩、砾状砂岩，上部是一套褐灰、深灰色泥岩夹多层厚层—块状浊积砂体，热河台油层就发育于它的上部。总厚达 1000 米。

沙河街组二段以浅灰色含砾砂岩、砂质砾岩为主，夹深灰色泥岩，为正旋回沉积，厚为 60～200 米。

沙河街组一段以褐灰、深灰色泥岩为主，夹钙质页岩及油页岩，厚为 250～460 米。

东营组为一套灰绿、绿灰色泥岩与浅灰色砂岩不等厚互层，中下部多灰黑色炭质泥岩。砂、泥岩多呈不等厚互层，厚为 725～1230 米。

2) 主要目的层沉积条件：兴隆台油层（沙河街组二段）储集砂体为一组扇三角洲前缘相带河口沙坝为主的沉积，砂体分布受水下分支流河道控制。平面上砂体呈北东向雁行式展布，岩性为灰色砾岩、砾状砂岩、含砾砂岩、中—粗砂岩夹深灰、褐灰色泥岩及灰质页岩、白云质石灰岩等。

依据对比标志，兴隆台油层划分为三个油层组，9 个砂岩组，砂岩组厚度一般为 10～25 米。岩块含量较高，占总量的 17%，最高可达 45%，以花岗岩块为主，属近物源快速沉积。以泥质胶结为主，其次为碳酸盐，胶结类型以孔隙式为主，占 40～44%，其次为接触式。

热河台油层是发育在深水湖相暗色泥岩中的浊积砂体，由四个浊积扇叠合而成，每个浊积砂体间有稳定的深水泥岩分隔，储集层岩石结构复杂，除石英、长石外，近三分之一成分为各类岩块，岩块成分在四个砂体中自上而下由以酸性喷发岩为主过渡为以深成中酸性火成岩为主。胶结物以泥、钙质为主，胶结类型以孔隙式、接触式为主。

(2) 油田构造

1) 构造形态：双台子构造为一北东向的长轴背斜，构造面貌受北东向和近东西向两组断裂所制约。背斜呈狭长状，长轴约 20 公里，短轴约 3 公里，东南翼倾角 5°～10°，西北翼倾角约 15°，构造高点在双 6 块，圈闭面积 60 平方公里（图 1-11-13）。

2) 断层与断块：双台子构造共有 18 条断层，西侧的双台子断层和东侧的双东断层是控制构造的主要断层，这两条北东向断层断距大（100～500 米）、延伸长（11 公里以上）、发育时间早、对沉积与油气分布的控制作用明显。近东西向断层断距一般较小，对沉积基本上不起控制作用，但对油气富集影响较大，活动时期多在东营组沉积时期。根据断层活动的强度及对油气的控制程度、油气水的分布状况，将双台子构造划分为 5 个大断块区，12 个四级断块，断块面积 0.88～7.88 平方公里不等。断块内构造幅度一般为 100～200 米，以构造

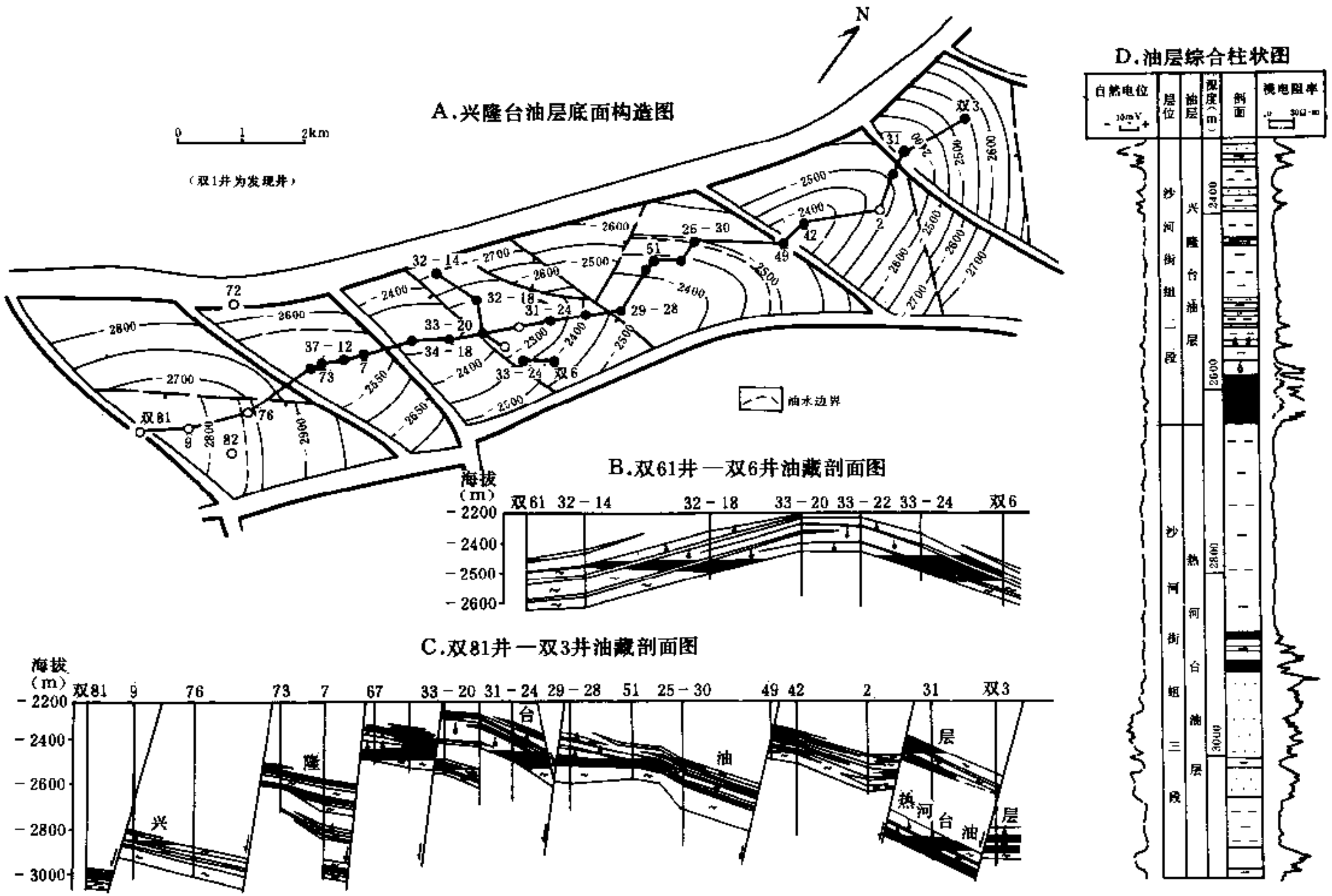


图 1-11-13　双台子油田综合成果图

主体部位的双 6 块幅度最大，向构造南、北倾没方向幅度变小。

总的来看，双台子背斜构造形态较明显，尽管晚期受近东西向断层切割，使构造被分割成许多级级南降的断块，但一个断块内仍保持着原来的背斜形态。

(3) 储集层物性　双台子油田两套储集层均属中、低渗透层，油层物性平面变化较大，以构造中段的双 6 块物性最好，向南、向北物性变差。物性好坏主要与所处的相带部位有关，三角洲前缘砂体主体部位一般单层厚度大、物性好；砂体边缘单层薄、物性差。储集层非均质性严重，非均质系数 2～15。主要原因是储集层岩性粒级宽、分选差、孔隙间为不同粒级碎屑充填，因此粒间孔隙不发育，而且随不同沉积相带部位变化较大。另外，储集层纵向上韵律多，韵律厚度大多小于 1 米，不同韵律间粒级与物性差异较大。各层系油层物性见表 1–11–31。

表 1–11–31　油层物性统计表

油层	孔隙度 (%)			空气渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)			粒度中值 (mm)			分选系数			泥质含量 (%)			碳酸盐含量 (%)		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
兴隆台	28.1	4.0	17.0	20031	<1	282.3	1.27	0.074	0.349	2.14	1.47	1.7	21.92	2.02	7.71	74.8	0.7	5.35
热河台	20.8	3.4	13.0	275	<1	15.4			0.40			1.9			6.0			6.8

(4) 油气藏类型与油、气、水分布

1) 油气分布规律：兴隆台油层为双台子油田主要产层。其油、气、水分布有如下特征：

①油气层发育受构造控制明显。双台子油田兴隆台油层砂岩厚度一般为 80～130 米，且集中分布，因此，在有利部位单井油层富集。单井油、气层合计最大有效厚度达 100.8 米（双 31–20 井），单井油层最大有效厚度 51.3 米（双 67 井）。油、气分布明显受构造控制，以构造主体部位的双 6 块最富集，油气层平均有效厚度达 30.2 米，断块内部以背斜轴部油气层最发育，向两翼油层变薄。

②高低断块都含油气，但不同断块油气富集程度不同，主力层发育部位不同，油水界面深度不同。各断块油气分布状况见表 1–11–32。

③气多油少，油藏为大气顶小油环。气柱高度大，断块内气柱高度一般可达 50～200 米，油柱高度只有 50～90 米。平面上气顶大，油环窄，油环最窄处仅 150 米左右（双 67 块）。

2) 油气富集控制因素：双台子油田背斜构造控制油气明显，油气集中富集于背斜高部位，以双 6 块最为富集。在背斜圈闭的背景上，晚期断层将构造横切为多个断块，从整体上看，对油气分布的面貌没有明显改变。由于断层分割，不同断块间形成独立的油气圈闭条件，断块起落改变了断块间油水界面的深度，但断块内仍保留了按构造油气分异的形态。岩性对油气分布影响不明显。

3) 油气藏类型：属于构造—断块油气藏，油、气、水关系单一，为复合型砂体构成的气顶底水块状油藏。每个断块都有自己统一的油气、油水界面。又可以细分为中厚层气顶底

(边) 水油藏、底 (边) 水油藏、底 (边) 水气藏等三种类型。

(5) 流体性质 原油具有低密度、低粘度、低含蜡、低含硫的特点。天然气相对密度大、重烃含量较高。流体性质见表 1-11-33。

表 1-11-32 不同断块油气分布状态表

项目＼断块	双 9	双 7	双 67	双 6	双 56	双 51	双 42	双 31
兴隆台油层顶界深度 (m)	2780	2470	2310	2252	2410	2410	2340	2390
油气界面深度 (m)	2840	2540	2450	2450	/	2490	/	/
油水界面深度 (m)	2880	不清	2500	2540	2540	2540	2390	2465
含油气幅度 (m)	100	/	190	288	130	130	50	65

表 1-11-33 流体性质统计表

油层	原油								天然气	
	密度 (g/cm^3)		粘度 (mPa · s)		凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质+沥青 (%)	含硫量 (%)	相对密度	甲烷 (%)
	地面 (20℃)	地下 50℃	地面	地下						
兴隆台	067～0.8487	0.581～0.661	3.17～5.19	<0.5	9～25	4.1～10.7	11.62	0.06～0.242	0.6914～0.7219	79.3～82.9
热河台	0.8070		1.51		10	4.19	6.42	0.107～0.147	0.6535～0.7845	>72

油田水为碳酸氢钠型，总矿化度 4000～8000 毫克每升，重碳酸根 3000～6000 毫克每升。

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.油田勘探开发阶段划分

(1) 地震普查与预探阶段 (1969～1973)　初步查明双台子为一断裂背斜构造，有南、北两个高点，1970 年至 1971 年首先在北高点预探，双 1 井在东营组和沙河街组三段上部见良好油气显示。沙河街组三段试油获工业油气流。确定了双台子构造为含油构造。

(2) 地震详查和整体解剖阶段 (1975～1978)　通过 1.2 公里 × 1.2 公里测网模拟六次

覆盖地震测量，进一步落实了各构造层的构造形态。12口探井控制含油面积3.4平方公里。双6、7、51井在兴隆台油层获工业油气流，确定了该油层为双台子油田的主力层。

（3）详探与重点区块开发阶段（1979～日前） 自1978年双51井兴隆台油层喷油后，在双台子油田主体部位的双6井区（由6个小断块组成），以兴隆台油层为目的层进行开发部署。1979年12月，编制"双台子油田双6井区开发方案"。1980年1月，以600米井网正式投入开发。与此同时，对双北地区热河台油层和双南地区含油气情况进行详探。

2.油田地质工作与认识

（1）提出对油层评价意见，为油田开发与调整提供地质依据 自1979年以来，双台子构造在全面详探的同时对重点区块投入开发。初期，由于物性资料较少，油层组与砂岩组的储量主要依据油层厚度分配，因此油层评价指标主要考虑了油层厚度与钻遇率，对油层组、砂岩组依据油层发育程度与分布情况分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类，作为开发方案层系划分、井网确定的依据。

随后除油层厚度外，按砂层组进行了储量计算，对砂体进行了连通性和沉积特点的研究，同时考虑到储集层岩石物性及其变化情况，对油层进行分类综合评价。兴隆台油层在4个断块20个砂岩组中Ⅰ类占40%，Ⅱ类占35%、Ⅲ类占25%；热河台油层均为Ⅲ类。在对油田地质特征再认识的基础上，1981年以后陆续对已开发区进行调整。

（2）岩相特征及储集层孔隙结构特征研究 1984年，在认识兴隆台油层是扇三角洲砂体的基础上，对齐-欢-双整个扇三角洲砂体进行了细分层沉积相带及不同相带沉积作用、成岩作用和储集层孔隙结构特征的研究。主要认识有：

①兴隆台储集层以沙河街组二段粗碎屑岩沉积为主体，形成于亚热带气候条件，物源区中酸性和中基性火山岩迅速风化剥蚀，经夏季高能量洪水携带顺坡而下，在浅水—半深水湖盆边部迅速堆积下来。碎屑物质沿水下河道呈网状散开，向前加积的高坡降辫状河扇体分布的沉积砂体就是具有冲积扇特点的三角洲砂体，以辫状河道与河口坝组成砂体的主体。其中河口坝亚相是储集层的主要相带类型，具较好的物性条件。

②本区储集层受沉积作用和成岩作用影响，多为次生混合型粒间孔，以中渗、大—中孔、细喉型孔喉为主。渗透性与岩性和孔隙结构具有较好的一致性。渗透率与孔喉均值、主要流动孔喉平均半径、孔喉分选系数、最大连通孔喉半径呈正相关，相关系数均大于0.9。

（3）针对该构造为块状大气顶油藏的特点，充分利用天然能量开采取得较好效果 双6井区5个含油气断块，其中4个断块具有气顶，气柱高度70～150米，油柱高度50米。气顶指数最大2.8（双6块），气体溶解系数为0.852，原始油气比高达240立方米每吨。经过对各种驱动能量的计算，确定双6井区采用初期利用天然能量开采，待地层压力低于饱和压力15%时转为补充能量开采的原则。在具体实施中采取了距油气界面避射15米，距油水界面避射10米的射孔原则，避免气、水干扰和完善开发井网、扩大气驱油体积，严重气窜井采取分批轮开等措施，开发初期取得较好的开发效果。生产特点表现为四高（油井平均单井日产54吨、采油指数182～227吨／日·兆帕、井口压力5兆帕以上、单位压降产量68×10^4吨／兆帕）、二稳（综合油气比309～317立方米／吨、综合含水7.7%～5.6%）、一慢（地层月压降0.035兆帕）的特点。

1982年2月以后，油田处于低于饱和压力开采阶段。生产过程中利用生产特征曲线根据地下情况，合理利用和保护天然能量。通过适时补钻完善井、油井补孔提高完善程度，同时对严重气窜井采取轮开措施，使油气在地层中保持平衡推进，保护气顶能量，提高了油井

产量和气顶气驱油效率。因此，尽管在生产过程中出现油气比上升快、油井气窜快、老井产量递减快和压力下降快的“四快”特点，但总的来说保持了全油田较长时间的高产稳产，取得较好的开发效果。从 1980 年投入开发以来，利用天然能量以 3%的采油速度稳产 9 年，综合含水 33.6%，平均年压降 1.3 兆帕，单位压降产量 204×10^4 吨／兆帕。根据地层压力与采出程度关系曲线预测采收率可达 36%～40%。从目前情况来看，油田生产各项动态指标变差，由于天然能量大量消耗，地层压力下降，加剧了边水内侵、油井气窜及含水上升，导至油气比升高、产量下降，以目前的开发管理手段已难于继续保持稳产，需改变开发方式，注水保持能量，以进一步提高开发效果。

第九节　牛 居 油 田

一、概况

1.基本情况

牛居油田位于辽宁省辽中县和灯塔县境内。该油田是下辽河坳陷东部凹陷北部牛居—青龙台断裂背斜构造带的一个局部构造。

1965 年开始地震工作，1974 年 12 月牛 5 井在井深 2350.4～2403.0 井段（沙河街组一段）试油，自喷日产原油 202.88 吨，天然气 29284 立方米，发现了牛居油田。

随后相继完成了 18 口探井，11 口井见到了油气显示，初步探明含油面积 6.1 平方公里。为了加快勘探开发速度，做到“少投入，多产出”，采取了滚动勘探开发的作法，对四个勘探程度较高、油气比较富集的断块（即牛 41、53、12、16 块）进行了整体规划。1982 年 7 月编制了“牛居油田一次开发方案”。初步规划设计各类井 66 口。

1983 年 12 月份投产。1984 年 6 月东营组油层开始注水。

截至 1988 年底，完钻各类井 245 口。取芯井 26 口，取芯进尺 3471 米，岩心长度 3099 米，平均收获率 89.3%，试油井 81 口 330 层，其中获工业油流井 55 口。1988 年 12 月底共投产油井 141 口，开井 108 口，日产 712 吨。投产气井 24 口，开井 18 口，日产天然气 40.35 万立方米。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层：牛居油田经钻探揭露有第三系和第四系，自下而上为：

下第三系沙河街组三段：为一套砂砾岩与暗色、紫红色泥岩呈不等厚互层的粗碎屑沉积。牛 53 井完钻井深 3501.4 米，揭露了 400 多米仍未钻穿。主要化石有 *Huabeinia* 华北介、*Bohaidina granulata* 粒面渤海藻。

沙河街组二段：以厚层状砂砾岩为主，夹灰色、紫红色泥岩，厚度约 310 米。顶部有一段厚约 10 米的深灰色或褐灰色稳定泥岩，为沙河街组一段和二段分界的标志层。主要化石为 *Camarocypris* 拱星介、*Comasphaeridium* 毛球藻属、*Minutum* 微刺藻、*Tenua* 薄球藻属等，是油田含油目的层之一。

沙河街组一段：主要为暗色泥岩和砂砾岩，呈不等厚互层，分上、中、下三部分。

下部：为块状砂砾岩与暗色泥岩互层，油田北部在底部发育玄武岩，厚度 150～200 米。顶部有一稳定的深灰色泥岩段，厚 20 米左右，视电阻率低平，为沙河街组一段中部和一段下部分界的标志层。主要化石为 *Cypris* 金星介小个体。本层是油田主要含油目的层之一。

中部：厚层砂砾岩、含砾砂岩与暗色泥岩互层，厚度420～450米。顶部有一深灰色泥岩段，介螺化石较多，俗称“生物化石层”，分布稳定，感应曲线为明显的高值，厚度10米左右，为沙河街组一段中部顶界的标志层。主要化石有 *Phacocypris huiminensis* 惠民小豆介、*Eucypris fida* 诚实真星介、*Stenothyra jinxianensis* 锦县狭口螺、*Gangetia brevirata* 短圆恒河螺。本层也是油田主要含油目的层。

上部：以暗色泥岩为主，夹有薄层砂岩。厚60～150米。化石组合与东营组底部相同。

东营组：主要为灰绿色、灰色、灰紫色泥岩和砂砾岩、含砾砂岩不等厚互层。纵向上表现为下细上粗的反旋回特征，厚度为1400～1600米。本组沉积不稳定，油层顶部有一个相对稳定的泥岩段，厚度10～20米，岩性为灰绿色泥岩，质较纯，结合沉积厚度和邻井对比，可较准确划定此标志层位置，本组分成三段，即东营组一段、二段、三段。一段为一组高电阻砂砾岩，厚度400米左右；二段和三段岩性特征差不多，以稳定泥岩段为界。孢粉组合主要以 *Polypodiaceaesporites* 水龙骨单缝孢属、*Sphagnumsporites* 水藓孢属、*Abietineaepollenites* 单束松粉属、*Salixipollenites* 柳粉属、*Alnipollenites metaplasmus* 变形桤木粉等。榆属大于栎属，藻类以 *Comasphaeridium spinatum* 细刺毛球藻为主。上部化石不多，主要集中于底部。本组是油田主要含油目的层之一。

2）沉积条件：

①东营组为洪积平原相，砂泥岩比一般在1：2到1：3之间，储油层为辫流河道砂，砂体几何形态呈网状，总走向由北东东转向南西西方向，平面上河宽不超过百米，每条砂体彼此分隔，频繁地分叉和合并、叠复，交织成网状。砂体分布面积较大，钻遇率一般为60%～70%，最大为89%，最小46.7%。

砂体连通情况较差，250米井网连通系数70%，350米井网为54%。垂向上不同层的砂体分隔性强，彼此很少叠复。东营组三段单井最大砂层厚度146米；平均110米，一般90～120米。单层厚度2～5米，单井平均25层。泥岩隔层厚度均大于2米。

储集层以含砾细一粗砂岩为主。岩石成分为石英、长石和岩浆岩碎屑。石英、长石一般各占26%～27%左右，碎屑含量较高，一般超过40%。颗粒之间多为点接触，少量线接触。颗粒排列方式以支架状为主。颗粒分选较差。

胶结物以泥质为主，含量一般在8%以下。胶结类型多为接触式，少数孔隙式。

孔隙中粘土矿物以高岭石占绝大部分，相对含量平均占84.4%，蒙脱石占9.8%，伊利石占0.5%，绿泥石占5.3%。

②沙河街组一段中部油层是一套在河口、滨湖环境下近物源的三角洲前缘沉积。砂体平面分布形态为近似鸟足状指状砂体，砂体的延伸方向为北东东—南西西，顺流方向砂体的连续性好，垂直河流方向砂体的独立性较强，但比马圈子油层较为稳定，分布宽度亦大，砂体可跨越2～3口井的井距，钻井钻遇率达70%。砂体连通状况较好。在垂向上，小层内单个砂体之间和小层之间分隔性均较强。前者隔层较薄，后者多大于2米，叠复井点达8.6%，砂岩组之间隔层厚度在4米以上。单井平均砂岩厚度130米，平均50层，单砂层厚度一般为2～5米。

颗粒成分中石英、长石含量接近，一般各为28%～30%，岩浆岩碎屑占30%左右；砂岩粒径一般为0.2～0.67毫米，属细—粗砂级。含砾砂岩和砂砾岩的砾石直径可达1.5～3.7毫米。颗粒的磨圆度为次圆—次尖状，分选较好。颗粒排列以镶嵌为主，多为线状接触。胶结物以泥质为主，含量一般在5%以下。胶结类型多为接触式，少量孔隙式。孔隙中粘土矿

物以高岭石为主，占 88.9%，呈不完整的书册状和蠕虫状分布于粒间，其他粘土矿物有：蒙脱石占 6.6%，伊利石占 1.9%，绿泥石占 2.6%。

单砂层多数为正韵律，亦有反韵律和薄互层。其层理构造为一套河流作用为主的层理序列。如斜层理、平行层理、交错层理、波状层理等。正韵律底部有时见冲刷充填构造。

③沙河街组一段下部和二段两套储集层都属于三角洲前缘和三角洲平原相分流河道沉积，砂层发育，砂、泥岩比达 1∶1，砂层在平面上分布较稳定，连通系数为 70%～80%。岩石成分以石英、长石为主，各占 30%～40%左右，火山岩块占 17%～23%。胶结物以泥质为主，胶结较致密，测井解释致密层高达 54%。孔隙中粘土矿物多为高岭石，含量达 60.8%，含有较多的绿泥石，约占 34%。

(2) 构造

1) 构造形态：牛居油田是一个被两条北东向断层夹持下的断裂背斜构造油田，轴线近北北西向，南北长 6.5 公里，东西宽 4 公里，面积 26 平方公里。构造高点在牛 12 块，构造顶部比较平缓，东西两翼较陡，南北两端较缓，总的来说构造比较平缓，倾角大致为 2°～5°，闭合高度达 250 米（图 1-11-14)。

2) 断层与断块：经对比落实，钻井共钻遇 65 个断点，组合成大小断层 18 条，每条断层都有断点证实，断层都为张性正断层，发育较晚，都在东营组沉积时期活动；断层的倾角较陡，一般为 70°左右，分北东和近东西向两组，对油气分布控制明显。从深层到浅层，断层数量逐渐增多，而且构造高点也由西向东偏移，油气分布范围也随之东移。牛居油田断层发育情况见表 1-11-34。

18 条断层将牛居构造切割为三个断块区、20 个断块，断块面积大致在 1 平方公里左右，在 20 个断块中，含油面积最大为 1.33 平方公里，最小 0.08 平方公里，平均 0.48 平方公里，断块数据见表 1-11-35。

(3) 油层物理性质　牛居油田储油层物理性质随着深度加深、层位变化，孔隙度、渗透率减小。平面上物性变化受相带控制。各层组油层物性见表 1-11-36。

东营组油层的孔隙结构属于中高渗、大孔、细喉不均匀或较均匀型：孔隙平均孔宽为 97.9 微米，喉道平均半径 3.2 微米，最大连通孔隙半径为 21 微米。大于 1 微米的孔隙体积占 47.4%。喉道分选差，平均分选系数为 4.6，均质系数 0.194。孔喉比较大，平均为 17，配位数 3.1。因此可以看出，东营组油层孔喉连通较好，但喉小、分选差、孔喉比高，这样的孔隙结构特点会带来注入水沿大孔喉窜流和驱油效率不高的后果。

东营组油层非均质性严重，单层厚度 2～5 米，相对均质段一般有 7～10 个，均质段间的渗透率级差达 10～50 倍，均质程度很低，为 0.3～0.6。

沙河街组一段中部油层的孔隙结构属于中低渗、大孔、细喉不均匀型、平均孔宽 134 微米，孔隙分布不均匀，局部大孔隙往往又被镶嵌排列的颗粒所包围，喉道平均半径 2.44 微米，平均孔喉比为 33。最大连通孔隙半径平均 14.38 微米，孔喉分布不均匀，均质系数 0.204，小喉道所占体积大，小于 0.1 微米的孔喉体积平均达 30.2%，孔隙结构特点更劣于东营组油层。沙河街组一段中部油层层内和层间的物性非均质性较强，均质系数一般为 0.3～0.5，单砂层内均质段较多，一般渗透性较好的砂层均为 10 段左右。

沙河街组一段下部和二段油层都具有大孔隙、细喉道、高孔喉比、低配位数的特征，沙河街组一段下部油层最大孔宽平均 329 微米，平均孔宽 101 微米，喉道平均半径 4.7 微米，孔喉比平均为 15，配位数平均为 3。沙河街组二段油层最大孔宽 460 微米，平均孔宽 115 微

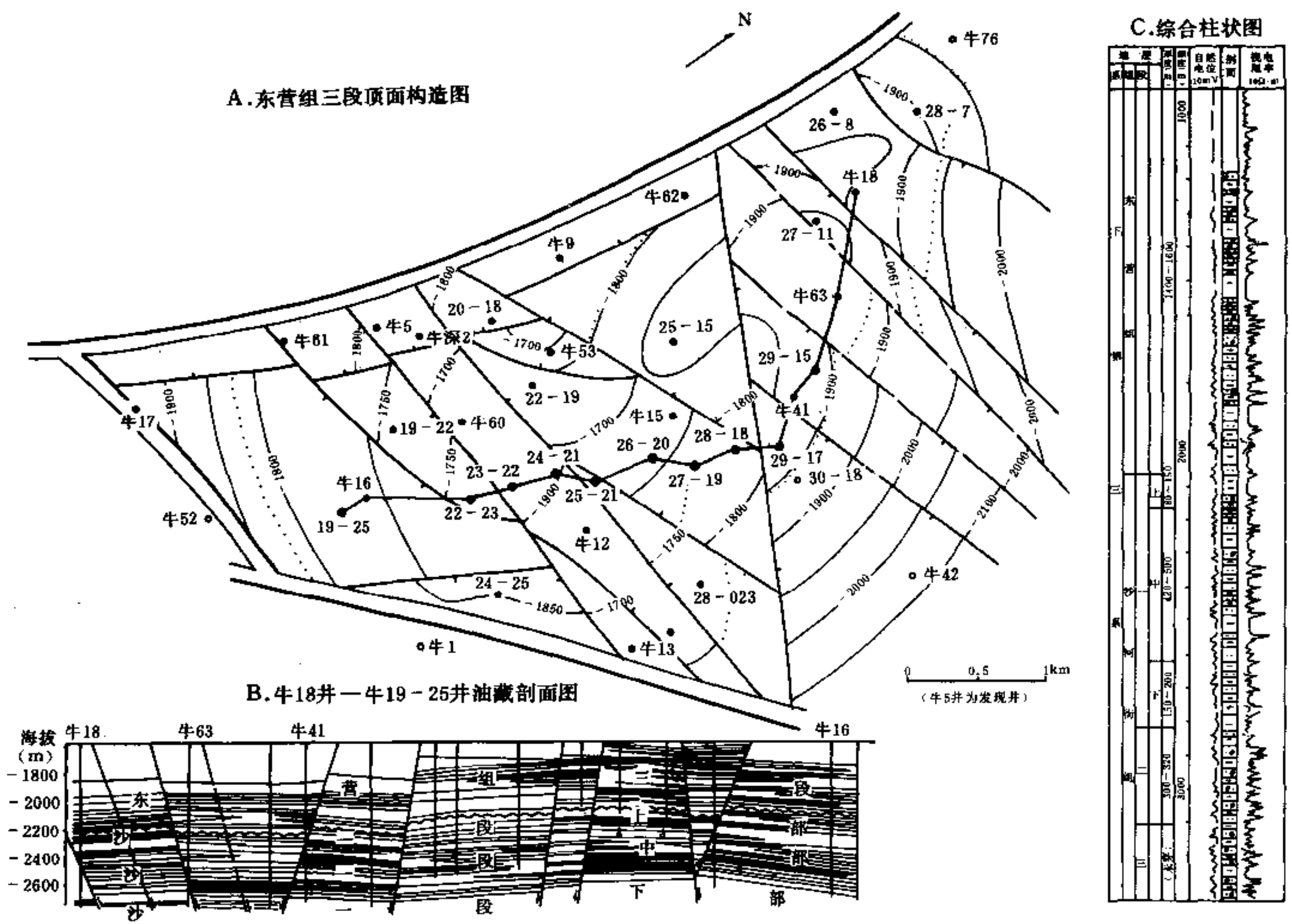


图 1-11-14　牛居油田综合成果图

表 1-11-34　断层要素表

序号	断层	断距(m)	倾向	走向	通过井号	活动时期及作用
1	东主断层	500～700	南东	北东	牛 1	长期活动、控制背斜构造形成
2	西主断层	200～500	北西	北东	牛 34、17-18、16-19	
3	牛 76	大于 1000	南东	北东	牛 76、27-5	控制古潜山断层
4	28-8	60～80	南东	北东	28-8、26-7、27-8	东营组沉积末期形成，控制油气水分布
5	26-10	40～80	南东	北东	26-10、27-10、29-11	
6	牛 63	25～50	南东	北东	牛 63、26-12、28-12、27-12、26-11、29-12	
7	28-14	80	南东	北东	28-14	
8	牛 41	50	北西	北东	牛 41、28-16、30-16	
9	26-14	50～100	北东	北西	26-14、29-17、25-13、25-11、30-18	
10	17-21～牛 9	100	西	南北	牛 9、23-15、24-14、16-21、17-21、20-18、62	
11	23-17	50～100	北西	北东	23-17	
12	牛 53	25～100	北西	北东	牛 53、21-318、153、23-18、24-18、21-19	
13	27-321	30	北西	北东	27-321	
14	26-22	30	北	东西	20-319	
15	22-22	50～100	北南	东西	18-21、19-321、22-22、22-322、23-23、23-323、22-324、22-23、21-323	控制 $E_3s_1^{上}$、E_3d 沉积和油气水分布
16	26-23	50～100	北西	北东	26-23、19-522、18-322、18-22	东营组沉积末期活动，控制油气水分布
17	22-26	50	南东	北东	22-26	
18	牛 17	70	北	东西	牛 17	东营组沉积末期活动，控制油气水分布

表 1-11-35 断块数据表

序号	断块划分		面积 (km^2)		主要目的层	油层 顶界深度 (m)	备注
	三级断块名称	四级块数	油	气			
1	牛 18	6	2.90	0.18	$E_3d \sim E_3s_2$	1737	
2	牛 12	9	3.71	3.39		1562.5	
3	牛 16	5	3.01	2.63		1675.0	

表 1-11-36 牛居油田储油层物性统计表

层位	孔隙度 (%)			渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)			碳酸盐含量 (%)			泥质含量 (%)			粒度中值 (mm)			分选系数		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
E_3d	31.2	4.6	22.5	31718	<1	1501	22.1	0	1.8	25.15	0.85	6.72	1.2	0.08	0.37	2.87	1.23	1.62
$E_3s_1^{上}$	24.0	6.2	18.2	694	<1	99	13.6	0	0.4	24.4	3.95	10.65	0.69	0.09	0.29	2.25	1.33	1.63
$E_3s_1^{中}$	27.4	2.8	18.8	7767	<1	246	24.4	0	1.68	40.4	0.05	6.94	3.25	0.03	0.34	3.6	1.18	1.6
$E_3s_1^{下}$	20.7	2.5	12.3	717	<1	50	18.9	0	3.1	21.16	2.4	8.62	0.62	0.09	0.28	2.24	1.25	1.58
E_3s_2	19.8	3.9	13.3	462	<1	37	19.4	0	1.82	18.72	1.94	6.03	1.05	0.1	0.43	3.33	1.29	1.69

米，喉道平均半径 4.8 微米，孔喉比平均为 14，配位数平均为 2.0。

沙河街组一段下部油层储集层物性北部较南部好，北部的牛 18 块、牛 118 井平均孔隙度 15.7%，渗透率 114×10^{-3} 二次方微米。沙河街组二段油层在纵向上物性差异较大，第一砂岩组物性较好，平均孔隙度 16.8%，平均渗透率 124×10^{-3} 二次方微米。

(4) 油层流体性质　牛居油田原油物理性质好，密度低、粘度小，纵向变化不大。天然气较丰富，气顶气、夹层气和伴生气很多。随着层位的加深，天然气甲烷含量减少，相对密度增加，重烃含量增高，流体性质见表 1-11-37。

(5) 油气藏类型与油气水分布　牛居油田在纵向上发育五套含油层系，即东营组油层，沙河街组一段上部油层、一段中部油层、一段下部油层、二段油层。目前这五套油层都获得了工业油气流，已经陆续投入开发。各油层基本特点如下:

1) 沙河街组二段—一段下部油层:

①厚层、块状砂砾岩含油，属厚层状复合型边水气顶油藏。

②纵向上以砂岩组为油、气、水组合单元。沙河街组二段以Ⅰ、Ⅳ砂岩组，沙河街组一段下部以Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ砂岩组油层最发育。

③平面上油气分布受断块控制明显，主要集中在构造高部位的牛 12、16 块和北部的牛 18、27-7、28-12 块。

④同一断块内油气集中在构造高部位。

2）沙河街组一段中部油层:

①为层状复合型边水（气顶）油藏。

②平面上油气分布较稳定，含油断块占总断块的 75%。

③不同断块富集程度不同，一般构造高部位的断块油气层发育。同一断块内油气分布受构造部位控制。

3）沙河街组一段上部油层:

层状岩性油藏。分布零星，多呈透镜体。油气主要分布在牛 18、12、5、19–21、13、16 块等。油层不发育。

4）东营组油层:

①为典型层状复合型边水（气顶）油藏特点，油水间互明显，多套油水关系。

②含油井段长达 1000 米，主要含油井段 350 米，油气层分散。主要含油井段内每 100 米只有 4 米油层。

③剖面上油层多呈透镜状，平面上多呈网状连通，故相邻井油层变化较大。

④不同断块油层发育程度不同。牛 12 块油层单井平均有效厚度 31.4 米，而相邻的 23–19 块油层单井平均有效厚度 7.7 米。

表 1–11–37　油层流体性质统计表

层位	原油								天然气	
	密度 (g/cm^3)		粘度 (mPa · s)		凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶+沥青 (%)	含硫 (%)	相对密度	CH_4 (%)
	地面 (20℃)	地下	地面 (50℃)	地下						
E_3d	0.8084～0.8341	0.651	2～5.83	<0.5	13～29	4.12～10.14	5.73～9.46	0.07～0.13	0.5569～0.7811	99.4～82.12
$E_3s_1^{上}$	0.8332	0.638	2.92	<0.5	21	5.55	8.76	0.085	0.6124～0.78	92.4～73.52
$E_3s_1^{中}$	0.805～0.8311	0.616	2.04～3.61	<0.5	20～26	3.28～12.54	4.04～8.43	0.03～0.13	0.6198～0.7952	88.95～71.17
$E_3s_1^{下}$	0.825	0.611	3.28	<0.5	30	7.11	7.98	0.03	0.5578～0.8556	83.78～73.46
E_3s_2	0.809～0.8279	0.597	2.62	<0.5	29	21.06	2.07	0.04	0.6834～0.6374	82.66～87.33

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.勘探开发阶段划分

牛居油田勘探开发的全过程大致可分为四个阶段。

(1) 发现高产，全面规划阶段（1982年7月以前） 牛5、12两口探井试油获工业油气流，发现了牛居含油构造。为了加速油田的勘探开发速度，作到“少投入，多产出”，采取了滚动勘探、滚动开发的做法，对四个勘探程度较高、油气比较富集的断块，即牛41、53、12、16块，进行了整体规划。1982年7月编制了“牛居油田一次开发方案”，初步规划设计各类井66口。

(2) 落实富块，准备开发阶段（1982年7月～1983年4月） 在总体规划的基础上，抽稀优先钻探详探基础井。优先钻探了牛31-11、30-18、24-20、28-22、24-25、17-21等6口基础井，在钻探过程中组织现场小分队进行随钻分析研究，很快落实了构造和油气分布，发现了牛12、16两个油气富集块，及时调整钻机部署，集中力量拿下油气富集块，为开发作准备。

(3) 全面开发，兼探新层、新块阶段（1983年4月～1984年12月） 以主力断块牛12、16块为重点，加速钻开发井。同时兼探沙河街组一段下部—二段和寻找新的含油块。详探、开发交叉进行，探明一块、建设一块、开发一块。1983年12月6日起陆续投入开发，1984年6月陆续开始注水。

(4) 狠抓注水工作，搞好综合治理，不断提高开发效果（1985年1月～1988年12月） 牛居油田为小断块油田，断块均被正断层所切割成封闭型断块，天然能量不足。投入开发后狠抓了注水工作，注水开发面积7.45平方公里，占总含油面积的81%。主力断块、主力层：牛12断块的东营组、沙河街组一段中部油层和牛16、19-21断块的东营组油层都已逐渐完善注采系统。由于注水，压力下降速度明显减缓，局部地区趋于稳定。

在搞好分层有效注水和找堵水的同时，又进行了以调整、补层、挖潜为重点的综合治理工作。使采油速度仍保持在1.33%以上，1988年生产油29万吨。

2.油田地质工作与认识

①抓住主力含油构造和断块区，采取一次均匀部署详探基础生产井网，是高速探明断块油田的有效措施。首先对四个勘探程度较高的断块，即牛41、53、12、16块进行了整体部署。编制了牛居油田初步开发方案，确定了生产井数及生产建设规模。方案实施中在生产井网上抽稀先钻详探基础井。与此同时组织强有力的现场小分队搞好随钻分析，及时调整，不断完善，减少了落空井，使钻井成功率达95%以上，实现了当年设计、当年施工、当年投产。

②在成熟一块、建设一块、开发一块的同时，搞好断块交叉实施及兼探新层、新块，使几套油层都能有计划的探明储量，投入开发，不断扩大含油面积。

③开展以落实断层为中心的综合研究工作，以适应滚动勘探开发的需要。

断块油田储集层发育和油气水分布都受断裂活动的控制，关键在于搞清断层和断块，在此基础上进行岩相、储集层、油、气、水分布规律的研究，指导初步开发方案的实施。

通过小层沉积相和储集层性质的研究，初步预测了砂体的几何形态及其平面和纵向非均质特征，为编制开发方案和对储集层进行综合评价提供了依据。东营组油层通过岩相研究，认为是洪积平原网状辫流河沉积，河道很窄。根据这个特点及时调整了井网密度，使油田开发部署更适应地下情况。

从认识油砂体入手揭示油气水分布规律。经过对油气水分布的研究，认识到各套油层都为层状油藏，以单砂层为油藏单元。根据油砂体研究的成果与测井综合解释之间有矛盾（共

25口井90层)，对其中14口井18个层进行试油验证，获得了工业油流，增加油气层厚度129米。

第十节 青龙台油田

一、概况

1.基本情况

青龙台油田位于辽宁省辽阳县小北河乡西3公里。构造位置在下辽河坳陷东部凹陷北部地区牛居—青龙台断裂背斜构造带的南部，与牛居油田在同一个二级构造带上。

1965年开始地震勘探，1974年开始钻探，1980年9月，龙10井在1747.2～1803.6米井段（沙河街组三段）试油获工业油流，自喷日产油6.7吨，从而发现了青龙台油田。

1982年7月，在有6口探井控制的含油范围内制定了初步开发方案，部署各类井60口。1982年底初步开发方案开始实施，实行滚动勘探、滚动开发。

1983年12月6日，龙11块投入开发，1984年7月开始注水。

截至1988年底，共投产油井81口，开井65口，原油日产水平543吨。平均单井日产油8吨。累积采油103.67万吨。

全油田自下而上发育四套含油层系：东营组、沙河街组一段、沙河街组三段上部和中部，沙河街组三段中部是主要开发目的层。油层埋藏深度1280～1870米。

截止1988年底，完钻各类井118口。

油田内取芯井15口，取芯进尺1296.21米，岩芯长1137.4米，平均收获率87.75%，共取到饱含油砂岩和含油砂岩101.11米。其中密闭取芯井一口（龙19-21），取芯层位沙河街组三段中部Ⅰ组，取芯井段1577.4米～1674.69米，取芯进尺84.83米，岩芯长78.32米，平均岩芯收获率92.3%，平均密闭率74.8%。

试油41口124层，获工业油气流井27口48层。

1983年底，在初步开发方案基本实施后重新核实。累积探明含油面积7.67平方公里，含天然气面积4.15平方公里。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层：青龙台油田通过钻探揭露的地层自下而上有侏罗系、第三系和第四系。

侏罗系上统梨树沟组：仅在龙11井钻遇。主要岩性为一套暗色泥岩、白云质石灰岩、油页岩与砂岩、砾状砂岩、火山喷发岩呈不等厚互层，以暗色泥岩为主。揭露厚度303米未穿。

下第三系房身泡组(“可疑沙四段”)：岩性为厚层状玄武岩夹紫红色泥岩，与下伏中生界地层呈不整合接触，揭露厚度430米左右。

沙河街组三段：纵向上呈下粗上细的正旋回。根据岩性、电性组合特征可分为上、中、下三个可对比的层段，下部为块状砂砾岩段，厚约760米，视电阻率曲线呈块状高阻；中部为暗色泥岩、炭质泥岩与砂砾岩、含砾砂岩的不等厚互层，厚300米左右，视电阻率曲线呈高锯齿状，为主要含油层段。上部为炭质泥岩发育段，夹有薄层砂岩，视电阻率呈锯齿状，厚约40～250米，与上覆沙河街组一段呈不整合接触。本层在构造顶部与边部厚度相差较大。初步分析龙18断层控制沙河街组三段上部沉积，使断层下降盘明显加厚，上升盘抬升

遭受强烈剥蚀。

沙河街组一段：以暗色泥岩为主夹薄层砂岩。厚约100～200米。中部有一视电阻率平直的泥岩段，特征清楚，分布稳定，可作为组合对比标志。螺化石较发育，化石组合与牛居油田相同。

东营组：主要为灰绿色、灰色、灰紫色泥岩与砂砾岩呈不等厚互层。纵向上呈下细上粗的反旋回特征。顶部与上第三系馆陶组呈不整合接触，厚约650～2000米。

2）沉积条件：目前青龙台油田开发的主力含油层系沙河街组三段中部是一套三角洲平原相沉积。储集砂体以分流河道砂为主，构成树枝状砂体的骨架。一般分叉为3～5条，小型河口坝从河道侧面叉开，天然堤发育于河道两侧，决口扇像"枝芽"突起于天然堤的外侧。

砂体呈条带状分布，宽度仅50～100米，延伸方向为北东—南西向，延伸长度4公里多。砂体顺延伸方向连通好，垂直延伸方向连通性差，分别为90%、35%。

该套储集层以含砾、含泥的细—粗砂岩为主。单砂层一般厚2～5米。岩石成分为石英、长石和岩浆岩碎屑。长石、石英含量均在33%左右，碎屑约占30%，胶结物一般在10%以下。砂岩颗粒直径一般0.2～0.8毫米，颗粒次圆—次尖。分选差，分选系数2.39。

颗粒以点状接触，支架状排列为主，少量为游离和镶嵌状。这种岩石结构特点可构成较发育的粒间孔隙。胶结物以泥质为主，类型多为接触式，少量孔隙式。

粘土矿物主要为高岭石，占78.5%，蒙脱石占15.1%、伊利石占6.4%。高岭石以不完整的蠕虫状、书册状、折扇状和散片状；蒙脱石则呈片状，分散在颗粒之间。

纵向上砂体的分隔性较强，砂体间隔层较厚，一般大于2米。单砂层以正韵律为主，但亦有反韵律及薄互层沉积。正韵律砂层底部为突变接触，下部以含砾中—粗砂为主，向上渐变为含砾细砂。层理以板状斜层理为主，上部具楔状层理、小型斜层理或上攀波痕层理。反韵律砂层以含砾中—细砂为主，下部渐变为粉、细砂岩，层理以板状斜层理为主，局部有槽状交错层理和平行层理。薄砂层以含砾、含泥不等粒砂为主，有时为分选很好的细砂岩，顶、底多为突变接触，有时接触角高达45°，常见不连续的板状斜层理和变形层理，单层厚度一般不足1米，但往往夹于炭质泥岩或粉砂质泥岩之中。

(2) 构造

1）构造形态：青龙台油田是一个为两条北东向断层所夹持的断裂背斜构造油田。轴向近北西向，南北长5公里，东西宽2公里，构造面积10平方公里。构造高点在龙11井附近。构造比较平缓，倾角大致为4～8度，闭合高度450米（图1–11–15）。

2）断层与断块：青龙台油田范围内共发育5条断层，走向为北东向，已为钻井资料证实的有4条。5条断层将构造切割成4块，即龙10、龙11、龙12和龙16–24断块。由于横切构造的龙11、龙18断层分别向南、北方向下降，夹于其间的龙11块成为地垒型断块，也是油气最富集的断块。断层要素及断块数据见表1–11–38和表1–11–39。

(3) 储油层物理性质　青龙台油田主要含油层系沙河街组三段中部Ⅰ组物性平面变化受沉积条件控制，河道砂的物性远优于沙坝和决口扇的物性。不同相带油层物性变化见表1–11–40。

储集层孔隙结构多为中高渗、大孔、细喉不均匀型。孔隙平均孔宽367微米，喉道平均半径3.58微米，最大连通孔喉半径15.16微米，大于1微米孔隙体积平均为52.3%，大于10微米孔隙体积平均为9.9%，孔喉比19，配位数3.2。

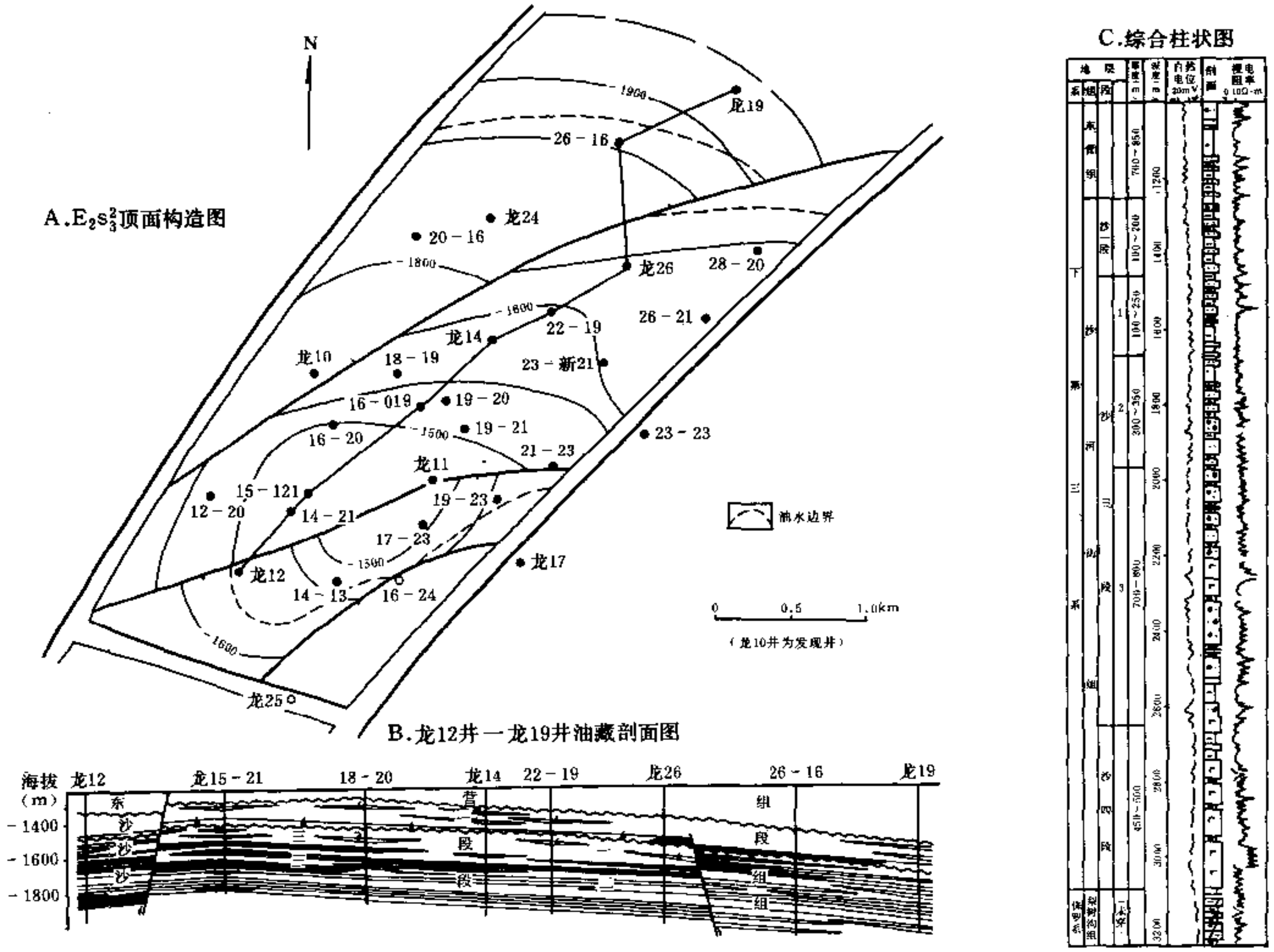


图 1-11-15 青龙台油田综合成果图

表 1-11-38　断层要素表

断层	断距(m)	倾向	走向	通过井号	活动时期及作用
东主断层	1500	南东	北东	龙 24-22、23-22、26-21、27-21、28-20、22-122	东营组沉积初期活动，控制东营组沉积
西主断层	100～50	北西	北东		东营组沉积初期活动，控制东营组沉积
龙 18	150～200	北西	北东	龙 18	$E_2s_3^2$ 沉积末期产生，控制 $E_2s_3^1$ 沉积及油、气、水分布
龙 11	50～100	南东	北东	龙 16-22、11、17-22、20-22、19-22、17-21	东营组沉积末期开始活动，控制油、气、水分布
龙 16-24	100	南东	北东	龙 18-24、16-24	东营组沉积末组开始活动，控制油、气、水分布

表 1-11-39　断块数据表

序号	三级断块名称		面积 (km^2) 油	面积 (km^2) 气	油层顶界深度 (m)	备注
1	龙 10		2.2	0.34	1483.0	
2	龙 11		4.2	2.81	1469.8	
3	龙 12		0.38	0.3	1546	
4	龙 16-24					

表 1-11-40　不同相带油层物性对比表

小层号	井号	渗透率 ($10^{-3}\mu m^2$)	孔隙度 (%)	碳酸盐含量 (%)	泥质含量 (%)	分选系数	粒度中值 (mm)	相带位置
$E_2s_3^2$ 油层 I_5^2	龙 23-21	202	17.5	1.4	7.98	2.67	0.56	决口扇
	龙 26	1285	22.7	1.4	4.85	1.87	0.62	河道
	龙 14	546	18.0	6.1	12.08	2.54	0.53	沙坝

单层内物性的非均质性比较严重，均质系数一般在 0.4 以下，级差在 100 倍以上，最高达 500 倍。单砂层内相对均质段多，一般有 7～10 段，多则 17 段，均质段厚度仅 0.2～0.5

米。各层系油层物性见表 1−11−41。

表 1−11−41　青龙台油田储油层物性统计表

层位	孔隙度（%）			渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）			碳酸盐含量（%）			泥质含量（%）			粒度中值（mm）			分选系数		
	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均	最大	最小	平均
E_3s_1	32.4	15.9	25.9	7563	<1	1055	9.9	0.7	1.8	15.85	3.65	8.53	0.72	0.09	0.29	2.2	1.23	1.54
$E_2s_3^2$ I	33.1	4.4	19.8	12779	<1	1092	58.7	0	3.1	48.45	0.35	10.53	2.45	0.02	0.51	6.54	1.39	2.41
$E_2s_3^2$ II	26.9	12.4	21.7	15003	<1	1317	8.6	0.4	1.57	22.6	1.75	6.34	1.09	0.06	0.47	5.68	1.40	2.05
$E_2s_3^2$ III	30.5	16.1	23.5	27010	6	4191	4.0	0.4	1.42	32.3	1.00	7.01	0.93	0.063	0.38	2.23	1.37	1.74

（4）油层流体性质　青龙台油田原油性质总的变化趋势是：由深到浅（由老到新）原油密度、粘度升高，凝固点降低，胶质+沥青质含量增加，但东营组油层的原油性质比较特殊，与深层的原油性质近似。各层系流体性质见表 1−11−42。

1−11−42　青龙台油田流体性质统计表

层位	原油								天然气	
	密度（g／cm³）		粘度（mPa·s）		凝固点（℃）	含蜡量（%）	胶+沥青（%）	含硫（%）	相对密度	CH_4（%）
	地面（20℃）	地下	地面（50℃）	地下						
E_3d	0.8409		7.14		31	19.14	10.4			
E_3s_1	0.9618	0.948	356	215.5	0°未凝	4.13	26.32			
$E_2s_3^1$	0.9363	0.873	52	9.4	0°未凝	4	20.25			
$E_2s_3^2$ I	0.9065～0.9487	0.87～0.855	56.02～124.68	12.9～19.8	−11～20	2.55～12.9	28.11～14.89		0.5853	94.81
$E_2s_3^2$ II	0.8853		49.8		33	9.92	15.26		0.5853	95.83
$E_2s_3^2$ III	0.836		10		29	15.22	10.22		0.6055	92.51

（5）油藏类型与油气水分布　东营组油气层分布零星，主要发育在构造东侧主断层附近，为层状岩性油藏。

沙河街组一段油气层发育在其底部的砂岩中，分布稳定，主要分布在龙 11 断层以北。龙 11 块以气为主，油环很小，龙 10 块以油为主，有很小的气顶，为断层遮挡的层状气顶边

水油藏。

沙河街组三段上部油层分布零星，发育在大段炭质泥岩层中，龙 10、11、12 块均有分布，为透镜状油气藏。

沙河街组三段中部油层是青龙台油田主要含油层，有三个油层组，以Ⅰ油层组分布最广，油层最发育，龙 10、11、12 等三个断块均有分布，主要发育在龙 11 这个地垒型断块中，龙 10、12 块只在断块高点部位发育一些油气层。断块内油气分布受构造和岩性控制，构造高部位及砂岩发育处则油气层厚，处于构造边部砂岩不发育的龙 13-21 井只有油层 4 层 5.6 米，龙 28-20 井也只有油层 4 层 3.6 米。构造位置较低，但砂岩发育的井中，油层也可能很厚，如龙 21-21 井比龙 19-21 井低 28 米，但由于砂岩发育，油层反比龙 19-21 井厚 39.8 米。油水界面随该含油层段的构造位置变化而变化，构造位置高，油水界面也高，反之亦然，油水界面深度为 1576～1750m。属于断层遮挡的层状岩性构造油藏，边水不活跃。沙河街组三段中部第Ⅱ、Ⅲ油层组局部高点含油，零星分布，有油层的井大都在龙 11 断块和东侧主断层附近，为透镜体油气藏。

二、油田勘探开发及地质研究简况

1.勘探开发阶段划分

(1) 发现高产全面规划阶段（1982 年 7 月以前）　1982 年 7 月，在有 6 口探井控制的含油范围内制定了初步开发方案，部署各类井 60 口。

(2) 抓住富块准备开发阶段（1982 年 7 月～1983 年 4 月）　在总体规划的基础上，开始滚动式的勘探开发，优先钻控制井。同时组织现场小分队，加强现场观察与对比，做好随钻研究，及时进行调整，保证方案顺利实施。通过随钻研究，落实了构造，搞清了油气水分布，发现了油气富集的龙 11 块。根据油层厚度、物性差异及稳定的泥岩隔层情况，决定将沙河街组三段中部Ⅰ油层组分层系开采。

(3) 全面开发，兼探新层、新块阶段（1983 年 4 月～1984 年 12 月）　主力含油断块找到以后，集中力量加速完成龙 11 块开发井网，1983 年 8 月，制定了龙 11 块沙河街组三段中部Ⅰ油组下层系注采井别方案，确定油井 16 口，水井 7 口，扩边井 1 口，待定井别井 1 口。9 月，又制定了龙 11 块Ⅰ油组上层系注采井别方案，确定油井 16 口，水井 7 口，观察井 2 口。

1983 年 12 月，龙 11 块投入开发，投产井 23 口，日产原油 589 吨，平均单井日产油 25.6 吨。在龙 11 块投入开发的同时，加深探沙河街组三段中部第Ⅱ、Ⅲ油层组，并外甩勘探新的含油断块。

(4) 搞好调整，提高开发效果（1985 年 1 月～1988 年 12 月）　青龙台油田投入开发后，局部地区井网不完善，储量动用不充分。注水井平面上和纵向上各井点吸水情况不均，差异较大，油田平面和层间矛盾突出，严重影响了开发效果。1987 年 8 月以来，按综合调整要求，对青龙台油田进行全面调整，设计调整井 21 口（油井 16 口，注水井 5 口），到年底已完钻 18 口（油井 13 口、注水井 5 口）。经过调整，生产形势有明显改善，日产水平由调整前的 414 吨增加到 543 吨，采油速度由 1.01%提高到 1.32%。

2.油田地质工作与认识

(1) 在油田评价性钻探的基础上，抓住主力含油断块，一次性部署详探、基础井网　青龙台油田在 1～2 口探井出油后，充分利用已有的地震资料，结合一部分探井，进行整体部署，编制了青龙台油田初步开发方案，并组织现场小分队搞好随钻分析，及时调整，不断完

善，加快了勘探开发的速度，实现了当年设计、当年施工、当年投产、当年为国家作出贡献，第一年就建成25万吨生产能力。

(2) 开展以落实断层、构造为中心的综合研究工作，以适合滚动勘探开发的需要 由于断层的存在，引起一系列地质结构的变化，破坏了构造的完整性，使油气富集区以断块的形式存在。由于加强了随钻分析研究，很快搞清了断块，落实了构造，在进行断层、构造研究的同时，还开展了岩相、储集层、油、气、水分布的研究，不断指导初步开发方案的实施和完善，提高了经济效益。

断块油田比较复杂，需要地质研究工作做到及时、准确，并把调整工作贯穿始终。随着资料的积累，认识的深化，不断修正对油层对比和断块组合的认识，使方案更加完善、合理。

第十一节 前进（大民屯）油田

一、概况

1.基本情况

前进（大民屯）油田位于辽宁省沈阳市以西45公里新民县大民屯和前进二镇境内。构造位置在下辽河坳陷北部大民屯凹陷西部的前进断裂背斜构造带上。

(大民屯）油田是大民屯凹陷最早发现的油田。第一口井沈1井在1971年3月开始钻探，射开2030.4～2309.6米井段，首获高凝油流，抽吸日产油0.225立方米。同年11月，第二口探井沈5井射开1489～1553.4米井段测试，日产油6.25立方米，产气2125立方米。钻探当年即发现了油田。

大民屯油田亦具有不同层位多套油气层叠加连片分布的特点。1972年8月，沈8井首先发现沙河街组三段下部油层并首获自喷工业油气流，射开1960.8～2006.8米井段日产油27.2立方米、气3300立方米。通过以后的钻探，先后发现沙河街组四段上部、沙河街组三段下部、三段上部和沙河街组一段，共四套含油层系。其中沙河街组三段上部油气层分布最广，并先后发现沈67、沈24、沈76等富集块；沙河街组三段下部油层主要分布在构造带西南部前3—沈12等块，局部地区富集；沙河街组四段上部油层是高凝油层，在构造带西部也有较广泛分布；沙河街组一段气层仅分布在构造带中段高部位。

前进大民屯油田的评价和开发准备工作开始较早，经历了漫长、曲折的过程。1973年1月，沈8井开始试采，以后相继有12口井试采沙河街组三段下部油层，1973年6月，开始钻油藏评价井。1975年开始试采沙河街组三段上部油层，相继有8口井长期试采，同年下半年开始钻沈67块评价井。然而，由于油田地质情况比较复杂，开发难度大，又因1975年全局勘探、开发工作重点向西部凹陷转移，在1976年后没有进一下钻探。1982年重新开始安排钻探任务，并着手进行大量的油藏评价和开发准备工作。根据沈阳油田总体方案要求，1987年开始集中开发建设沈67块，于1988年全面投入开发，目前正集中开发建设前3—沈12区块，并准备开发建设沈24区块。

截至1989年10月，前进（大民屯）油田总计完成各类井194口，投产油井97口，日产油水平1153吨，累计产油137万吨。投产气井8口，累计产天然气1.7932亿立方米。取芯井15口，取芯进尺2481.01米，芯长2252.76米，另外还有零星取芯172.55米。总计取出油浸，含油、饱含油岩芯217.42米。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征　太古界鞍山群混合花岗岩、变粒岩等结晶岩构成基底。基底之上依次沉积了下第三系沙河街组，东营组和上第三系—第四系的馆陶组—平原组，沉积岩层最厚5000米。

沙河街组四段（上部）为盆地裂陷早期湖岸不断向外推移过程中在短源河流作用下的扇三角洲—湖岸冲积扇沉积。在灰绿、暗紫色玄武岩之上沉积了一套厚层砂砾岩、砂岩、紫红色泥岩和深灰色泥岩，总厚35～264米，纵向上组成一个沉积旋回。主要碎屑物来自西南部，东部和北部深灰色泥岩发育，水生生物化石稀少，仅在北部见少量 *Nyocypris liuqiaoensis* 柳桥土星介，*Pinaceae* 松科、*Ephedripites* 麻黄粉属含量较高。

沙河街组三段沉积时，初期地壳迅速下沉，湖水不断扩大，后期转为缓慢上升，湖水逐渐收缩，在多条短源河流影响下形成扇三角洲沉积，旋回性明显，组成较完整的沉积旋回，底部超覆在沙河街组四段之上，顶部有不同程度剥蚀。

沙河街组三段第四岩性段是三段沉积早期沉积物受短源河流和阵发性洪水影响而形成的近岸扇三角洲砂体。主要岩性是含砾混合砂岩与杂色、深灰色泥岩互层，沉积厚225米～503米。主要物源区位于西南部，西南部岩性粗，泥质岩夹层色杂，东部和北部碎屑岩不发育，以深灰色泥岩为主。水生生物不发育，仅有少量 *Huabenina unispinata* 单刺华北介、*Eucypris arca* 弓背真星介和 *Bohaidina granulata* 粒面渤海藻、*Parabohaidina granulata* 粒面副渤海藻。

沙河街组三段第三岩性段处于扇三角洲前缘—前三角洲亚相，下部为灰白色不等粒砂岩、含砾中砂岩与深灰色泥岩互层；上部为大段深灰色泥岩，总厚300～600米。主要物源仍位于西南部，东部和北部广大地区，以深灰色泥岩为主，底部仅夹薄层粉砂岩或细砂岩。水生生物化石丰富，有 *Candona subgrandis* 近长大玻璃介、*Candona adulta* 远伸玻璃介亚组合所属介形类化石和 *Angularia glabra* 平滑具角藻、*Bohaidina granulata* 粒面渤海藻，*Alnipollenites* 桤木粉、*Tiliaepollenites* 椴粉属含量较高。沉积环境稳定，具有电性特征明显的深灰色泥岩等对比标志层。根据旋回特点和对比标志层，又可进一步划分为四个油层组，其中下部两个油层组（Ⅲ、Ⅳ油层组）是油层的主要发育段。可细分为8个砂岩组，31个小层。

沙河街组三段第二岩性段处于扇三角洲前缘亚相，为灰色、深灰色、灰绿色泥岩与薄—中层状灰白色细砂岩、含砾中砂岩、粉砂岩互层，厚476～796米。主要物源位于西部，由南至北发育三个扇体，以中部扇体较大。碎屑岩发育，扇体间泥岩比较发育，化石也较丰富，多见 *Cyprois palustris* 沼泽拟星介，藻类以 *Pediastrum* 盘星藻为主，*Polypodiaceaes-porites* 水龙骨单缝孢属含量高。该岩性段是构造带中部斜坡最主要的含油层段，根据旋回性和对比标志，可细分为4个油层组，36个砂岩组，73个小层。

沙河街组三段第一岩性段是三段沉积晚期地壳上升湖盆进一步收缩背景下的扇三角洲前缘—扇三角洲平原亚相沉积。岩性为灰色、灰绿色、暗紫红色泥岩与白色不等粒砂岩、含砾中砂岩互层，下部泥岩以灰色为主，上部泥岩以暗紫色为主。顶部有不同程度的剥蚀，残余厚度40～461米。化石稀少，中下部见少量 *Cyprois palustris* 沼泽柔星介和 *Pediastrum* 盘星藻属，*Ephedripites* 麻黄粉属和 *Rutaceoipollis* 芸香粉属明显多于第二岩性段。

沙河街组一段处于扇三角洲平原—扇三角洲前缘亚相。下部为暗紫—棕红色泥岩、灰绿色泥岩与灰白色长石砂岩、含砾砂岩互层；上部为灰色、灰绿色泥岩与灰白色长石砂岩不

等厚互层，纵向上组成较完整的沉积旋回，厚360～650米，超覆在沙河街组三段之上。化石属 *Cyprididae* 金星介科小个体、*Limnocythere variabilis* 易变棚花介亚组合，*Stenothyra jinxianensis* 锦县狭口螺、*Bohaispira shalingensis* 沙岭渤海螺等腹足类和 *Tenua* 薄球藻、*Rhombodinium* 菱球藻属等藻类化石。

东营组是泛滥平原相沉积。以灰白色砂砾岩，含砾砂岩为主，与灰绿色、暗紫色砂质泥岩不等厚互层，厚度208米～593米，超覆在沙一段之上。未见水生生物化石，*Juglandaceae* 胡桃科、*Polypodiaceaesporites* 水龙骨单缝孢属含量较高。

馆陶组—平原组是一套浅灰色为主的块状砂砾岩，松散砂砾层夹灰黄、黄绿色砂质泥岩和亚粘土层，厚145～365米，不整合在东营组之上。

(2) 储集层特征　第三岩性段Ⅲ、Ⅳ油层组是沙河街组三段下部主要含油层段，是前3—沈12块的开发目的层。岩性主要是不等粒混合砂岩，其次是含砾中砂岩，部分为砂砾岩和细砂岩。纵向上呈中厚层状分散分布于泥岩中，是以分支流河道砂为主的复合砂体。单井砂层平均厚度70.5米，占地层厚度的22%，砂层以正韵律为主，底部多为冲刷面接触，平行和板状层理较发育，层内粒序变化明显，具有叠复韵律特征。砂体平面分布不稳定，连通性差。储集层碎屑颗粒含量平均88.2%，其中石英平均29.6%，长石29.9%，岩块28.7%。粒度中值一般0.3～0.7毫米，分选系数平均1.96，颗粒多为次尖—次圆。粒间多为线接触，仅少量点接触。胶结类型以孔隙—接触式为主，胶结比较紧密，胶结物以泥质为主，含量一般在4%～10%，含少量碳酸盐。粘土矿物中以高岭石为主，含量平均42.7%；其次是伊蒙混层矿物、伊利石、绿泥石分别为35.7%、13.2%、11.2%。孔隙度一般14%～20%，空气渗透率一般100～1000×10^{-3}二次方微米。储集层空间主要为粒间孔，但成岩后生作用明显（石英次生加大一般在Ⅱ级以上），最大孔宽604微米，平均孔宽121微米，配位数平均2.55。喉道比较小，分布不均匀。平均最大连通孔喉半径15.2微米，喉道均值1.83微米，大于1微米的喉道体积占29.2%，均值系数一般小于0.25，平均0.14。孔隙结构类型以中渗、大孔、细喉、不均匀型为主。

沙河街组三段第二岩性段是油田主要含油层段，是沈67区块开发目的层。岩性主要是中砂岩，其次是细砂岩，部分含砾中砂岩和粉砂岩。纵向上呈薄互层分散状分布，以扇三角洲前缘薄层砂体为主，包括分支流河口沙坝砂和分支流河道砂的复合砂体。储集层累积厚12～204.6米，平均78.5米，分布井段一般500～600米，层多而薄，单层厚0.5～5.0米，砂层底部未见明显的冲刷面，层理以水平层理为主，其次为波状层理，层内粒序变化也较明显，具有多个韵律段和均质段，以反韵律为主，仅见少量正韵律。平面上，不同类型的多个砂体叠加连片，储集层分布广，但是单个砂体规模较小。储集层碎屑组成中石英含量一般为30%～40%，长石含量25%～50%，岩块含量10%～30%。粒度中值一般0.1～0.35毫米，分选系数一般1.5～1.85，颗粒多为次圆—次尖状。胶结类型以接触—孔隙式为主，部分为孔隙式，粒间多为点接触，胶结比较疏松，胶结物以泥质为主，含量一般8%～14%，碳酸盐含量一般小于1%。粘土矿物以蒙脱石为主，平均含量47.5%，其次高岭石34.4%，伊利石17.1%，绿泥石11.0%。储集层孔隙度一般18%～23%，空气渗透率一般100～650×10^{-3}二次方微米。储集层空间以原生粒间孔为主，其次为次生溶蚀孔。孔大，喉道细，平均孔宽104.8微米，最大连通喉道半径14.8微米，喉道均值3.05微米。孔喉比平均20.2，配位数平均3.16，均质系数一般0.26以上，孔隙结构类型以中渗、大孔、细喉、较均匀型为主。

(3) 构造　前进断裂背斜构造带是在基岩潜山带基础上长期发育，后来被断层复杂化的断裂背斜构造带。走向北东，长21公里，宽3～8公里，中段宽，南、北两段窄，面积115平方公里。构造带西翼陡，被西倾正断层切割；东翼较缓，呈简单的斜坡。构造带主体有三个基岩潜山成带分布，基岩顶面最浅处埋深2450米。下第三系形成披覆构造发育成大民屯、腰岗子、前当堡等三个局部背斜构造高点，在东倾斜坡基础上发育了大古城子鼻状构造（图1-11-16）。由于后来的断裂活动，局部构造形态不完整，背斜构造两端倾没不明显，各局部构造要素详见表1-11-43。

表1-11-43　局部构造表

序号	构造名称	走向	面积 (km^2)	幅度 (m)	倾角	备注
1	前当堡背斜构造	北东	6.65	300	7°～8°	断层发育，形态不完整
2	腰岗子背斜构造	北东	9.16	270	7°～8°	断层切割具二个高点
3	大民屯背斜构造	北东	21.46	250	5°～8°	西倾不清
4	大古城子鼻状构造	北北东	2.50	50	4°～5°	与沙三段沉积有关

构造带断裂发育，有北东向、近东西向和近南北向三组，共11条断层。北东向的小太平庄断层是主干断层，规模最大、发育较早、活动期长，主要活动期是沙河街组三段沉积早期，一段沉积时期也有明显的活动，对沙河街组三段沉积、构造发育、油气分布都有明显的控制作用。前3断层是该断层的派生断层。近东西向断层主要为北降正断层，具有平移性质，断面陡，断距下大上小，西部大，东部变小而趋于消失，其主要活动期是沙河街组三段沉积中后期，对三段中晚期沉积和油气分布有一定控制作用。近南北向断层不发育，其活动期晚，主要是沙河街组一段沉积时期断层。近东西向断层把整个构造带切割为6个断块区，即前3—沈12、沈67、沈24、沈76、沈65和沈1断块区，每个断块区又由若干个四级断块构成，如沈67断块区就有5个断块构成。主要断层要素详见表1-11-44。

表1-11-44　主要断层要素表

序号	断层名称	级别	性质	走向	长度 (km)	倾向	倾角	断距 (m)	主要活动期
1	小太平庄断层	二	正断层	北东	20.0	北西	35°～70°	250	E_2s_3 沉积早期
2	前3断层	三	正断层	北东	6.5	北西	40°～65°	100～150	E_2s_3 沉积早期
3	岗3断层	三	正断层	东西	7.0	北	70°	50～100	E_2s_3 沉积中、晚期
4	前25-39断层	三	正断层	南北	6.0	东	70°	80	E_3s_1
5	沈64断层	三	正断层	东西	6.0	北	65°	100	E_2s_3 沉积中、晚期
6	沈65断层	三	正断层	东西	5.5	北	60°	100	E_2s_3 沉积中、晚期

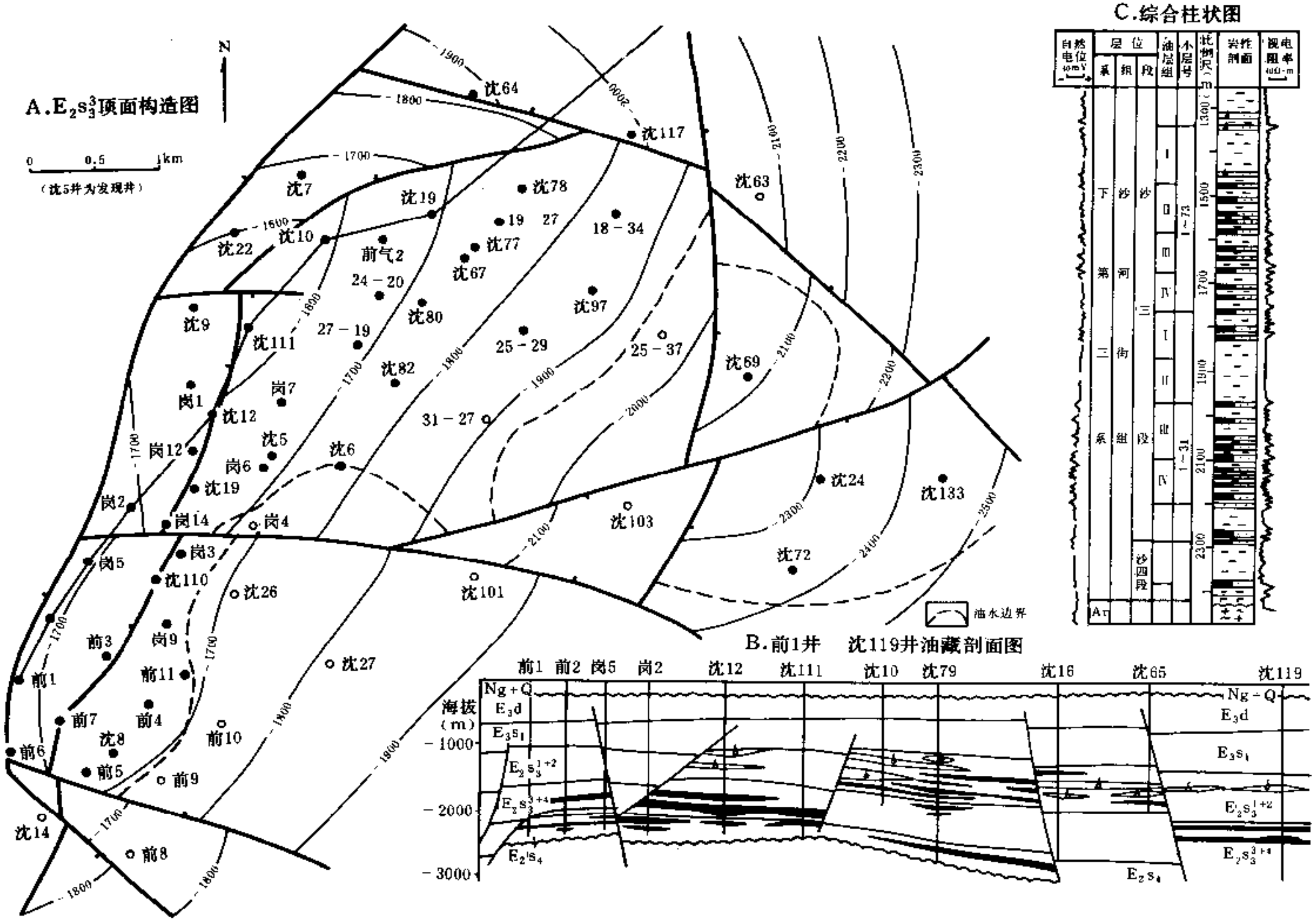


图 1-11-16 前进（大民屯）油田综合成果图

(4) 油气水性质　大民屯油田原油粘度不高，含硫量低，沥青含量小于 1%。然而，不同层位、不同地区原油性质差别较大。沙河街组四段原油和沙河街组三段第四岩性段原油、以及北部的第三岩性段原油均属高凝原油，含蜡量 30%以上，凝固点大于 45℃，密度(20℃) 0.86 克／立方厘米以上。西南部的第三岩性段原油含蜡量 20～30%，凝固点 30℃～40℃，密度 (20℃) 一般为 0.84～0.87 克／立方厘米；构造带中部沙河街组原油性质最好，含蜡量一般小于 10%，凝固点一般低于 30℃，密度 (20℃) 一般小于 0.85 克／立方厘米。原油性质的差别主要与油源岩有关。原油性质详见表 1-11-45。

表 1-11-45　原油主要性质表

地区	层位	凝固点(℃)	蜡(%)	胶、沥青(%)	硫(%)	密度(20℃)(g／cm³)		粘度(50℃)(mPa·s)		饱和压力(MPa)	原始油气比(m³／t)
中区	$E_2s_3^{1-3}$	22～30	6.5～12	5.8～11.7	0.05～0.1	0.83～0.86	0.696(地层)	3.2～7.1	1.0(地层)	13.5	122.0
南区	$E_2s_3^3$	35～40	22～29	6.4～11.2	0.06～0.1	0.84～0.87	0.677(地层)	3.0～11	0.87(地层)	13.7	163.9
北区	E_2s_3、E_2s_4	45～52	40～45	8.7～15	0.07	0.86～0.89		6.9～15(100℃)			
中、南区	$E_2s_3^4$、E_2s_4	45～50	38～40	4.6～13	0.05～0.14	0.88～0.94		7.0～10.5(100℃)			

高凝油没有高压物性分析资料。构造带南部沙河街组三段第三岩性段原油和构造中部沙河街组三段原油粘度低，饱和压力均低于油层中部压力，原始油气比较高，体积系数较大，多大于 1.34。

溶解气相对密度一般为 0.65～0.75，甲烷含量一般为 70%～85%。气层气相对密度一般为 0.55～0.58，甲烷含量 95%以上。

地层水均属碳酸氢钠型，氯离子含量一般 75～300 毫克／升，矿化度一般 2000～4000 毫克／升。氯离子含量和矿化度明显随埋深增加而增加。

(5) 油气分布与油气藏类型　沙河街组四段和三段第四岩性段原油是高凝油，主要分布在小太平庄断层以东、构造带轴线附近的高部位，呈北东向条带状分布。油层埋藏深度为 2051～2555 米。油层分布和富集受构造、储集层岩性二种因素控制，高部位油层发育。平面变化大，纵向上油气水关系复杂，具多个油水系统，局部夹小储量气层。油气藏类型主要为岩性—断块油气藏，部分为岩性油气藏。

沙河街组三段油层分布在前进构造带西南部的前当堡构造和腰岗子构造南部的高部位，分布不广。油层埋深 1773～2158 米。含油井段长，一般 140 米以上，平均 189 米。呈中、薄互层状，纵向分布比较分散。油层分布和富集主要受构造控制。主要油层埋深在 2050 米以上，高部位油层发育，油水关系相对简单；低部位油层不发育，油水关系复杂，最多有 5

套油水组合。油层分布也受岩性控制，油砂体呈条带状、透镜状分布，连通差，600米井距砂层连通系数为50%。油气藏类型主要为岩性—构造油气藏，部分为岩性油气藏。

沙河街组三段第一、二岩性段是大民屯油田主要含油气层，分布广。主要分布在构造带中段及东倾斜坡广大地区，围绕沙河街组三段沉积时期沉积中心分布。油气层分布井段长达300米以上，油层多而薄，呈薄互层状，分布分散。油层埋深1334～2540米，油气分布与富集明显受构造、储集层分布与发育程度控制，一般来讲，各块高部位油层发育，气层主要分布在高块、高部位。块与块间油气分布有较大差异。平面变化大，连通差，300米井距平均层连通系数为60%。油气藏类型主要为岩性—构造油气藏，其次是岩性油气藏。

沙河街组一段为含气层段，气层主要分布在腰岗子构造高部位，沙河街组一段底部，气层分布不广。埋深821～1050米，单层厚1.6～5米，平均2.40米，单井气层厚一般小于10米，平面变化大，呈透镜状零星分布，是典型的透镜状砂岩岩性气藏。

二、油田勘探开发及地质研究简况

前进（大民屯）油田是在整体解剖二级构造带的初期发现的，然而，由于地质情况复杂，勘探技术跟不上，油田长期处于试采阶段，至1988年沈67块才全面投入开发。地质研究工作主要围绕勘探部署和开发方案编制而进行。

1.油田勘探简况

1955年开始开展地球物理普查，至1965年完成1∶20万重力、航磁、电法测量，发现了大民屯凹陷。1970年开始用“5·1”型地震仪进行普查和详查，发现前进断裂背斜构造带和大民屯，腰岗子，前当堡三个局部构造。

1971年3月，立足二级构造带，沿轴线、钻高点、长短剖面结合部署探井解剖二级构造带，当年完成沈1井和沈5井。沈1井首先发现沙河街组三段高凝油，第二口探井沈5井发现了沙河街组一段和三段上部油气层，并在三段上部首获工业油气流。从而，钻探当年就发现了前进（大民屯）油田。

1972年继续实施原钻探部署，完钻9口井，在腰岗子和前当堡构造上发现沙河街组四段和三段下部油层。当年8月，沈8井沙河街组三段下部油层首获自喷工业油气流，11月，沈7井获少量高凝油，1973年6月，沈19井沙河街组三段下部油层首次获高产油气流。

1973年，甩开钻探东部斜坡，第一口探井沈24井在2169～2539.1米井段，发现沙河街组三段上部油层9层26米，可能油层3层9.8米。当年10月沈67井发现较厚的三段上部油层，分布井段为1313.4～1945.8米，1974年11月，沈24井射开2169～2200米井段，油层6层12米，在该区块首获沙河街组三段上部油层自喷油气流，日产油57.3立方米。1975年1月，沈67井射开1763.6～1867.3米井段，也获自喷油气流，日产油14.08立方米，气1304立方米。

1975年进一步甩开钻探，位于荣胜堡洼陷边缘的沈72、沈76井和沈67块北部的沈65井也发现沙河街组三段上部油层，并获自喷油气流。从而，发现了沈67富集区块，并证实了三段上部油层分布广，是大民屯凹陷主要含油目的层，中段东倾斜坡是三段上部油层分布的最有利地区。

1980年开始，进行模拟和数字多次覆盖地震详查，进一步搞清了地下构造面貌，重新划分了二级构造带，进一步落实局部构造，为进一步勘探和油田评价打下基础。

1983年，钻探南北二个潜山山头，完成沈110井和沈119井，在基岩见油气显示。

1984 年，继续向东甩开钻探新沈 60 井，发现沙河街组三段油层发育，并获自喷油气流，扩大了含油面积和勘探领域。

2.油田评价简况

前进（大民屯）油田采取了“边勘探、边生产、边建设”的“三边”方针和勘探与油田评价相结合、优先评价富集块的部署原则。

沈 8 井、沈 19 井获高产油气流之后，首先对前进构造带南部沙河街组三段下部油层进行评价。1973 年 1 月以后，沈 8 井等 12 口井投入试采，试采区面积 4.0 平方公里。1974 年有 7 口井试采生产，年产油 3.7 万吨，是年产油最多的一年。1976 年前均是自喷生产，1976 年油井开始停喷转抽生产，自喷期一般 300 天以上。初期产量比较高，平均日产 28.3 吨。但是生产压差大，一般为 7 兆帕以上，压力、产量下降快，油气比上升快。初期一般不含水，含水后含水量上升并不快。

1973 年 6 月开始，集中钻探前进构造带南部沙河街组三段下部油层评价井，至 1974 年底共完成 19 口，1975～1983 年又钻探井和评价井 6 口，基本完成 600 米基础井网。对油层分布和控制因素有了较全面认识。

1975 年，沈 24、沈 67 等 8 口井对沙河街组三段上部油层陆续投入试采，初期一般具有自喷能力，在控制生产情况下，油层生产压差小，压力、产量下降比较慢。月压降 0.03～0.1 兆帕，平均递减不足 5%，生产情况好于三段下部油层。如沈 77 井，累计产油 5.265 万吨后仍能自喷生产，日产油 18.9 吨。

1975 年编制沈 67 块钻探部署。由于在西部凹陷组织会战，1982 年才集中实施，至 1984 年完成 11 口，基本完成 700 米基础井网。通过加强油层取芯，口口井进行试油，重视单层试油，完成了沈 67 块的评价任务。

1986 年部署沈 24 块、沈 69 块评价井，自 1987 年开始实施，1988 年全部完成沈 24 块 6 口井沈 69 块 4 口井的评价任务，搞清了油层分布特点及其控制因素。

3.油田开发准备及开发简况

前进（大民屯）油田全面开发准备工作从 1986 年开始。编制沈阳油田开发建设总体规划，沈 67 块列为第一批建产能地区。当年编制了沈 67 块开发方案，确定开发目的层是沙河街组三段第二岩性段，采用 300 米正方形井网，油层发育地区布二套井网，注水开发。

1987 年开始实施布井方案。统一部署，分批实施，优先钻探控制井，加强地质综合研究，及时调整，不断完善部署，开发井成功率 100%。

1987 年 8 月，沈 67 块主体部位确定了注采井别，正式投入开发。1988 年 4 月，前 16—20 井首先投入注水，至 1988 年底，沈 67 块全面投入开发，注水开发效果较好，达到方案要求。

1988 年 9 月，编制前 3—沈 12 区块布井方案，采用 300 米正方形一套井网。1989 年开始实施，当年 8 月沈 19 井开始试注水。

4.油田地质研究简况

1973 年总结勘探成果基础上研究前进（大民屯）油田油气分布特征及控制因素，分析油气藏形成条件，提出沙河街组三段上部油层可能是主要含油目的层，加强了三段上部油层的勘探。

1975 年，在系统总结历年勘探经验教训基础上，研究油气分布规律，全面部署勘探、油田评价、开发准备工作。

1975年8月编制“沈8块注水开发方案”。1977年5月编制“沈19块注水开发试验方案”。1980年4月编制“沈8块注水开发试验方案”。由于地下情况比较复杂等主客观原因，后来均未实施。

1980年7月编制“大民屯油田试采情况及下一步勘探、开发规划”，指出，沙河街组三段下部油层虽基本完成基础井网，试采期长，但由于资料录取、开发试验及综合研究工作没有跟上，还不具备正式开发条件。沙河街组三段上部油层处于整体解剖与评价交叉阶段，应早日完成评价。

1982年，在新的地震成果基础上研究大民屯凹陷构造特征，重新划分了二级构造带，进一步落实了局部构造。同年，对大民屯凹陷各门类化石进行系统研究，在此基础上进行全凹陷地层统一划分对比。

1983年，全面系统研究前进（大民屯）油田地质特征。落实了构造、油层对比划分、油层分布特征及控制因素，进一步落实了资源。同年，又开展地震地层学的研究。

1984年，开展前进（大民屯）油田小层沉积相和储集层特征研究。同年，又开展高凝油特征及分布规律的研究。

1986年编写沈67块沙河街组三段上部油层开发方案。1988年，进一步研究三段上部小层沉积相及油气分布特征，编写开发方案实施报告。同年9月，编制前3—沈12区块三段下部油层布井方案。1989年编制沈24块布井方案。

第十二节　法哈牛油田

一、概况

1.基本情况

法哈牛油田位于辽宁省新民县法哈牛乡境内，沈阳市以西27公里。构造位置在下辽河坳陷大民屯凹陷东部的法哈牛—边台断阶带中段的法哈牛背斜构造上。

1974年，第一口探井沈46井于1419.2～1615.6米井段发现沙河街组三段油层9层22.6米。当年6月，射开1492.6～1615.6米井段自喷，日产油30.38吨，气2111立方米，首获工业油气流，从而发现了法哈牛油田。

1975年9月，法1井在1159.4～1758.0米井段发现沙河街组一段、三段气层22层77.6米。1986年12月，射开1531.2～1535.0米井段，沙河街组三段气层1层3.8米，首获工业气流，日产气40819立方米。

1984年11月，哈3井在2180.4～2426.8米井段发现太古界基岩油层24层165.4米，低产油层12层64.8米。次年2月，哈3井在2182.07～2274.4米井段，裸眼压裂后测液面求产，平均液面深1040米，折算日产油30.95吨，从而发现了法哈牛太古界潜山油层。

沙河街组三段油气层发育，原油性质好，是法哈牛油田主要含油气层系，已部分投入开发，截止1989年10月，总计完成各类钻井99口，其中油层开发井75口，气层开发井3口。油层段系统取芯7口，另有8口井零星取芯，取芯进尺791.49米，取出岩芯773.91米，平均收获率97.78%，取出油浸级别以上砂岩145.87米。试油44口160层，其中单层试油31口78层，获工业油气流井27口39层。系统试井11口12层。投产油井63口，平均日产水平525吨，累计产油19.8万吨。法1井单井累计产油最多，已产出3.55万吨，目前仍正常生产。注水井2口，累计注水0.7万立方米。

2.主要石油地质特征

(1) 地层沉积特征　基底由太古界鞍山群花岗片麻岩、变粒岩、混合花岗岩等古老变质岩系构成。基底之上依次接受下第三系沙河街组、东营组和上第三系—第四系的馆陶组—平原组河湖相巨厚沉积，总厚3600米。沙河街组自下而上分为四段、三段、一段，缺失二段。

沙河街组四段是广阔的湖相沉积。主要岩性为深灰色泥岩，分布广，边界断层以东也有广泛分布，厚200～480米。深灰色泥岩，有机质丰富，生油指标较高，是重要生油层。

沙河街组三段储集层是扇三角洲相沉积，为法哈牛油田主要含油层系。平面上由三个扇三角洲沉积体系构成，多属扇三角洲前缘和扇三角洲平原亚相，发育以网状河道砂为骨架的复合砂体，岩性、厚度在平面上变化大，纵向上沉积旋回性明显。根据旋回性和沙河街组三段内部标志层，自上而下可划分为四个岩性段。

沙河街组三段第四岩性段是扇三角洲前缘亚相沉积。主要岩性为深灰色、浅灰色泥岩与灰白色、浅灰色不等粒砂岩、含砾中砂岩互层，厚200～400米，超覆在沙河街组四段之上。中上部有两层质纯、分布较稳定的低阻高感应值深灰色泥岩，感应曲线呈“刀”状和“鱼嘴”状，是比较好的对比标志层。

第三岩性段下部以扇三角洲前缘亚相沉积为主，主要岩性为灰色、绿灰色泥岩与灰白色含砾中砂岩互层。上部以扇三角洲平原亚相沉积为主，主要岩性为灰色、灰绿色、暗紫色泥岩与浅灰色、灰白色不等粒砂岩互层，厚400～450米。中部有一组分布较稳定、电阻曲线呈锯齿状的粉、细砂岩，是比较好的对比标志层。

第二和第一岩性段是扇三角洲平原亚相沉积。主要岩性为灰绿色、紫红色泥岩，粉砂质泥岩与灰白色含砾不等粒砂岩、长石砂岩不等厚互层。第二岩性段厚300～500米，第一岩性段顶部有不同程度的剥蚀，厚250～520米。

沙河街组三段下部的深灰色、浅灰色泥岩分布广，有机质丰富，生油指标高，是法哈牛油田主要生油岩层。

沙河街组一段主要岩性为灰色、灰绿色泥岩与灰白色长石砂岩不等厚互层，底部和顶部有棕红色、暗紫红色泥岩，厚500～700米，超覆在沙河街组三段之上。下部有2—3层灰绿色低阻高感应值泥岩，感应曲线形态似“漏斗”状，是较好的对比标志层。介形类，腹足类化石丰富。

东营组为泛滥平原相沉积。主要岩性为绿灰、暗紫红色粉砂质泥岩与灰白色含砾砂岩不等厚互层，厚200～300米，超覆在沙河街组一段之上，未见水生生物化石。

(2) 储集岩特征　主要含油目的层沙河街组三段储集层较发育，储集岩层占整个沉积层厚度的25%左右。单层厚一般2～5米，平均3.15米。储集层韵律性明显，主要是正韵律，每个层都由多个次一级的韵律段组成，构成叠复韵律层。储集层底面多为突变接触，顶面多为渐变过渡。层理以小型斜层理和楔状层理为主，层内泥质夹层并不发育。

储集层砂体主要为河道砂体，其次为河道间薄层砂体。河道砂体窄，一般宽度小于100米，多呈网状分布，部分呈单指状。河间薄层砂体不发育，因此砂体连通程度较差，300米三角形井网，扇三角洲前缘亚相连通系数平均为55%，平原亚相连通系数为35.9%。

储集层中碎屑含量平均为96%，碎屑中石英含量平均为43.47%、长石为38.88%、岩块为13.91%，岩块以浅色矿物为主，南部地区酸性喷发岩含量较高。粒度中值为0.072～0.84毫米，分选系数一般为1.6～2.0，颗粒多为次圆—次尖状。粒间多呈点接触，少量线接

触。胶结类型以孔隙式为主，其次是接触—孔隙式，胶结物主要为泥质，平均含量5.8%。碳酸盐含量较高，平均为5.0%。粘土矿物多分布在碎屑颗粒表面，呈分散状分布，成分主要以高岭石为主，平均含量58%，其次为伊蒙混层矿物19.4%，再次为绿泥石13.0%，伊利石7.0%。随埋深增加，层位变老，高岭石含量明显减少，绿泥石含量明显增加。

储集层孔隙度7.6%～22.3%，空气渗透率10～890×10^{-3}二次方微米。渗透率变化大，层间、层内、平面上非均质性严重。层位上第二岩性段物性明显好于第三、四岩性段，层内非均质系数多在2以上，下部物性常常好于上部，平面上，总的规律为由北向南储集层物性变差，同一部位河道主体好于边部。河间薄层砂体多为低渗、特低渗砂岩。

储集空间以粒间孔为主，其次是溶蚀孔，表现以孔大，喉小，连通差为特点，孔宽89～629微米，喉道均值一般小于3微米，主要流动孔喉半径一般2～4微米，均质系数一般小于0.25，配位数0.9～2.8，毛管压力曲线多偏向右上方，无明显平直段。孔隙结构类型主要为中渗、大孔、细喉、不均匀型，其次是中渗、大孔、微细喉，较均匀型，部分是低渗、大孔、细喉，不均匀型。

(3) 构造　法哈牛油田盖层构造是在基岩隆起基础上长期发育、后来被断层复杂化的断裂背斜构造。背斜于沙河街组三段沉积前已有雏形，沙河街组三段沉积时期进一步加强，同时受断裂活动改造破坏。构造走向弯曲，南部呈北北东向，中部转为近南北向，北部呈北西向。构造长6.6公里，宽2～3.5公里，北宽南窄，两翼近对称，倾角8°～9°，具有南、中、北三个局部高点。闭合度300米，闭合面积14.4平方公里（图1-11-17）。

构造内断层发育，有南北向和近东西向两组，断层16条，其中近南北向断层7条，发育在背斜构造东西两侧和轴线附近，其规模较大，发生在沙河街组三段沉积早期，沙河街组三段沉积时期一直有活动，对沙河街组三段沉积具有明显控制作用。近东西向断层9条，横切背斜构造，多为反向正断层，一般具有平移现象，发生在沙河街组三段沉积中晚期，沙河街组一段沉积时期仍有活动，明显切割近南北向断层。由于上述二组断层切割，局部构造支离破碎，分为19个断块，断块面积0.1～2.9平方公里不等。近东西向的法1断层和哈1断层，将构造分为三个断块区，即南部法21断阶断块区、中部法1地堑断块区、北部法101断阶断块区。主要断层及其要素详见表1-11-46。

(4) 油气水性质　法哈牛油田原油性质好。地面原油密度（20℃）一般为0.82～0.85克每立方厘米，粘度（50℃）2.5～7.5毫帕·秒，含蜡量5%～10%，凝固点多在25℃左右，胶质和沥青质含量小于10%，其中沥青质一般小于1%，含硫量小于0.1%。地层原油密度平均0.642克每立方厘米，粘度小于0.5毫帕·秒，饱和压力平均15.7兆帕，原始油气比平均152立方米每吨，体积系数1.526。由于受运移和地层水影响，原油密度和粘度在纵向上随深度增加而减小；平面上由边部低部位向高部位也减小，长期与水接触部分的原油性质明显变差。

油层溶解气相对密度0.594～0.876，甲烷含量66%～94%，乙烷含量1.58%～4.44%，溶解气性质变化。与原油性质变化关系密切，原油的密度大、粘度高、胶质、沥青质含量高，其溶解气密度小，甲烷含量高。气层气均为干气，相对密度平均0.5789，甲烷含量平均96.2%，乙烷2.24%，随埋深增加，重烃含量有所增加。

油田水均为碳酸氢钠型，氯离子含量一般为100～300毫克每升，总矿化度一般1500～6000毫克每升，氯离子含量和总矿化度随埋深增加而增加。

(5) 油气层分布与油气藏类型　法哈牛油田油气层发育，但是分布相当分散，分布在

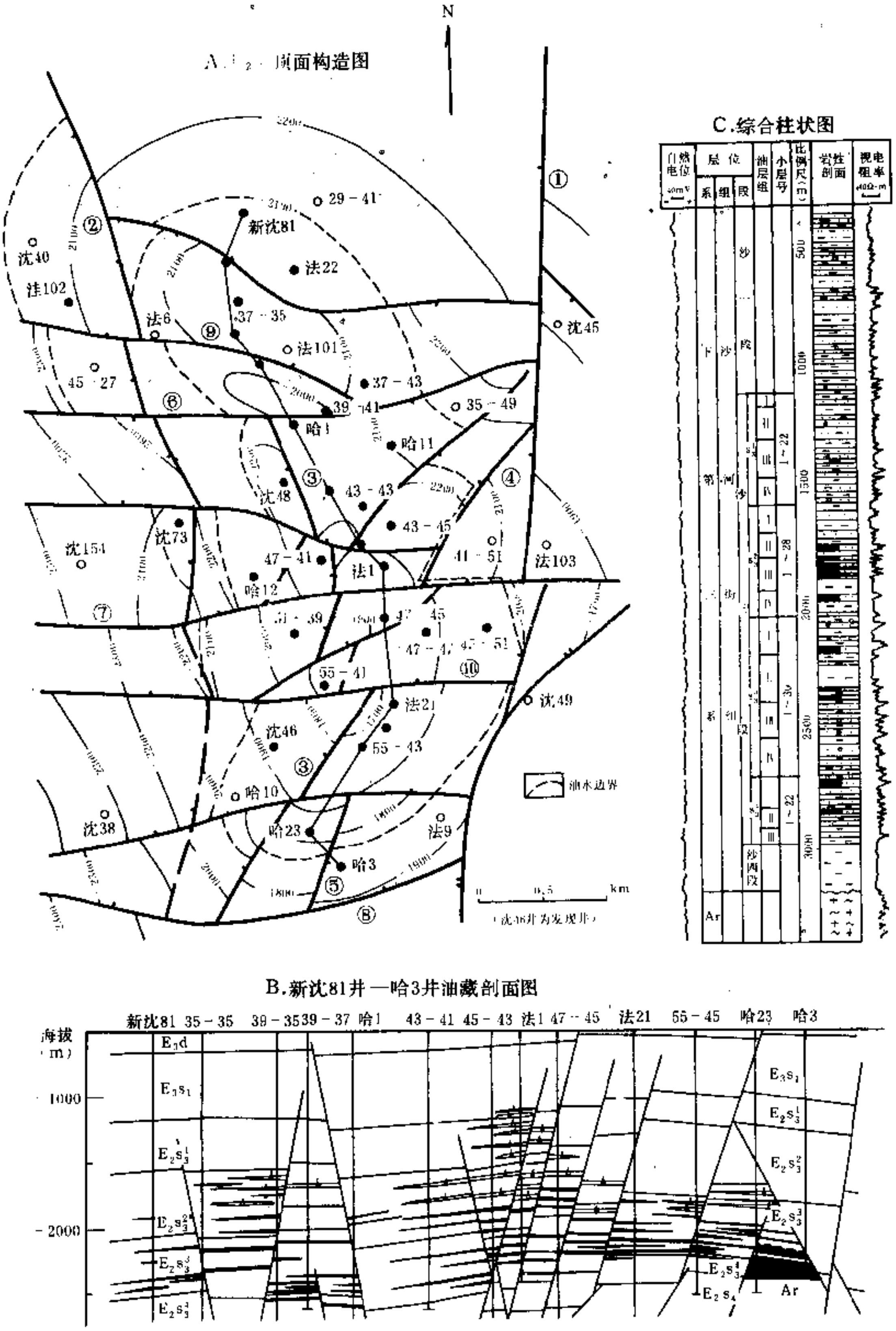


图 1-11-17 法哈牛油田综合成果图

表 1-11-46　主要断层要素表[1]

序号	断层名称	级别	走向	长度(km)	倾向	倾角	断距(m)	主要活动期	其他
1	沈 45 断层	三	近南北	4.5 以上	西	55°～60°	400～500	E_2s_3～E_3s_1 沉积时期	边界断层
2	沈 73 断层	三	近南北	5.7 以上	西	60°～65°	130～150	E_2s_3 沉积早期	边界断层
3	沈 48 断层	四	北西—北东	4.5	西	60°～65°	50～80	E_2s_3 沉积早中期	早期断层被切成 6 段
4	法 41-49 断层	四	北东	3.4	北西	60°～65°	80～110	E_2s_3 沉积早中期	断距北大南小
5	哈 3 断层	四	近南北	0.9	东	60°～65°	100～110	E_2s_3 沉积早中期	断距北大南小
6	哈 1 断层	四	近东西	4.8	南	60°～65°	100～150	E_2s_3 沉积中晚期	具平移性质
7	法 1 断层	四	近东西	5.6	北	60°～65°	90～100	E_2s_3 沉积中晚期	具平移性质
8	哈 3 南断层	三	近东西	4.2 以上	北	60°～65°	100	E_2s_3 沉积中晚期	边界断层
9	法 101 断层	四	近东西	3.6	南	65°～70°	60～80	E_2s_3 沉积中晚期	反向正断层
10	法 51-45 断层	四	近东西	4.6	北	65°	90～100	E_2s_3 沉积中晚期	反向正断层

1.断层序号可与图 1-11-17 对应。

大小 17 个断块中，分布面积占构造总圈闭面积的 53.4%，油层埋深 1329.5～2602 米，分布井段一般在 300 米以上。油层分布在沙河街组三段四个岩性段的 11 个油层组中，其中第三岩性段是主要含油层段，油层分布在 15 个断块内，面积占油田总含油面积的 91.1%，储量占 61.4%。气层分布在 12 个断块中，分布面积占构造总圈闭面积的 27.4%，主要分布在油层段之上。气层埋深 957.5～2089 米，分布井段一般在 200 米以上。气层分布在沙河街组一段和三段的第一、二、三岩性段，其中沙河街组三段第二岩性段是主要含气层段，气层分布在三个断块区的 9 个断块内，分布面积占油田总含气面积的 87.5%，天然气储量占 63.6%。

油气分布明显受构造控制。高断块一般油层富集，油层比较集中；低断块一般气层发育，分布分散。各含油气断块中，高部位油气层发育，低部位油气层变差，或没有油层。油

气层主要分布在河道砂体中，不稳定，连通差，据11口系统试井资料计算的平均供油半径为57.8米。纵向上，油、气、水关系复杂，没有统一的油气、油水界面，构成多套油、气、水系统，层状特征明显，特别是低断块和断块低部位，油、气、水间互更为明显。

从油气分布特征说明，法哈牛油田油气藏类型比较复杂，油气藏规模小。主要为断块—岩性油气藏，少部分为断块油气藏和岩性油气藏。一般有边水，但是水体小，边水能量不足。局部有气顶，但是气顶指数很小。油气藏具有正常的地温梯度（3.10℃每百米）和压力梯度（0.97兆帕每百米）。

二、油田勘探开发地质研究简况

法哈牛油田是在整体解剖二级构造带的初期发现的，是在大民屯凹陷发现的第二个油田。然而，由于地质情况复杂，长期以来勘探和油田评价交叉。于1988年开始着手全面开发准备，至今尚未全面投入开发。地质研究工作主要围绕勘探和开发方案的编制而进行的。

1.油田勘探简况

1971年～1974年，全面开展地震普查和详查，发现法哈牛、韩三家子二个局部构造。

1974年开始，立足于整个二级构造带，采取长短剖面相结合沿轴线高点部署探井。法哈牛构造上第一口探井沈46井发现沙河街组三段油层，并获自喷工业油气流。相继钻探的沈73、沈48、沈49井也获工业油气流。当年11月，韩三家子构造上的沈35井也发现沙河街组三段油层，并获工业油流。

1981年开始，进行模拟地震12次和数字地震24次覆盖测量。在此基础上，重新划分二级构造带，进一步落实局部构造。

1983年以来，为扩大勘探领域，甩开钻探，在进一步扩大沙河街组三段含油面积的同时，加深钻探太古界潜山油藏。1985年2月，哈3井潜山获工业油流，发现了法哈牛潜山油藏。后来的哈23、哈25井也相继在潜山获工业油流。

2.油田评价和开发准备简况

1983～1987年，根据滚动勘探、开发方针，对沙河街组三段油层进行全面评价。完钻12口井，8口井发现油气层，取芯两口，取出岩芯长150.61米。1984年9月，哈1井首次在沙河街组三段油层获高产，射开2391.0～2417.6米井段，自喷日产油55.63吨，天然气22725立方米。1986年12月，法1井首次获工业气流，射开1531.2～1535.0米井段，日产天然气40819立方米。

1986年开展三维地震，至1988年法哈牛构造和外围实现连片，在三维地震成果基础上，重新组合断层，落实局部构造。

1987年9月，编制布井方案。以300米三角形井网，部署开发井91口。1988年开始全面实施。1989年初又部署8口天然气开发井。实施过程中，坚持总体部署、分批实施、油气并举，全面推广应用丛式井技术，优先钻控制井，及时调整，不断完善部署的原则，取得好的效果。1989年9月，在完钻72口开发井的基础上、编制注采井别方案。

3.地质研究简况

1973年，在地震工作和凹陷西部钻探成果基础上，评价法哈牛构造的含油气性。认为法哈牛构造不仅幅度较大，而且紧邻荣胜堡洼陷，具有有利的油源、储集层和圈闭条件，是有利含油构造。

1975年，在总结全凹陷历年勘探成果基础上，编制钻探部署。部署中指出，法哈牛油田油气分布受构造控制，同时也受储集层分布控制。该油田构造相当复杂，沉积条件相当不

稳定，前期地震工作满足不了钻探需要，要提高钻探成功率必须采用新技术、新方法重新进行地震详查，进一步落实构造。

1980年，在总结试采工作基础上，编制下一步勘探开发规划。规划中提出，油田地质情况复杂，构造很不落实，尚不具备开发条件，应进一步勘探、评价油田。

1982年，在新的地震工作基础上，重新划分二级构造带、组合断层、落实了构造。同年，对大民屯凹陷各门类化石进行了系统研究，在此基础上，重新对比划分了地层。

1985年，在油田勘探和评价基础上，进行大民屯凹陷地质特征及油气分布规律的研究，对法哈牛构造及其外围地区油气资源进行评价。

1987年，在前期勘探和评价成果及前人研究基础上，全面系统研究法哈牛油田地质特征，编制布井方案。

1989年，开展小层沉积相研究和储集层特征、构造特征、油气分布特征研究，编制法哈牛油田开发方案和法哈牛油田天然气开发方案。

第十三节　静安堡油田

一、概况

1.基本情况

静安堡油田位于下辽河坳陷大民屯凹陷东北部，在沈阳市西南约30公里处。

1971年，开始钻沈2井，发现油气显示。1973年，在沈21井井深1789.8～2735.8米井段沙河街组三段中发现油气显示后于次年6月射开其中2007.8～2011.4米井段，定深抽汲（610米）日抽油17.35吨，从而打开该区的勘探局面。以后相继钻探各井均见油气显示，但由于原油凝固点高，常规试油都未能求得真实产能。

1982年1月，沈84井下热电缆试油获得成功，液面313.7米，折算日产油达54.46吨，突破了高凝油层出油难关。1984年3月投入试采，107天累计产油1500.5吨。

1982年10月，在钻探第三系砂岩油藏时发现了东胜堡太古界混合花岗岩潜山油藏。次年1月位于潜山高部位的胜3井完井，同年3月试油，射孔井段2815～2878米，日产原油183.8吨。

1983年10月，在加深钻静3井时发现中、上元古界长城系高于庄组白云岩含油，试油获得高产。从而揭开了勘探静安堡北部中上元古界石灰岩潜山油藏的序幕。

静安堡油田是一个上有下第三系砂岩油藏和下有太古界花岗岩以及中、上元古界石灰岩潜山油藏的复合油气田。油田开发是按不同含油层系、不同类型的油藏分别进行的。1986年油田全面开发。到1988年底，全油田共完成各类井461口。开发区内共有岩芯资料井53口，累计取芯进尺4671.5米，累计岩芯长4042.97米，平均岩芯收获率86.5%，其中沙河街组三段取芯收获率较高，达91.5%，石灰岩潜山和花岗岩潜山的取芯收获率分别为61.5%和58.4%。

静安堡油田自1986年正式投入开发以来，到1988年底共投产油井277口，1988年生产原油204万吨，平均日产油5576吨。其中砂岩油藏221口；花岗岩油藏15口；石灰岩油藏34口。

静安堡油田已开始注水开发，到1988年底，已投注水井55口，其中砂岩油藏43口；花岗岩潜山油藏7口；石灰岩潜山油藏5口。

2.主要石油地质特征

(1) 地层及沉积特征

1) 地层层序及主要岩性:

太古界: 是东胜堡潜山和静安堡潜山的主要组成部分，主要岩石类型有黑云母斜长变粒岩、绿帘钠长变粒岩、浅粒岩、斜长角闪岩和混合花岗岩等。矿物成分主要为斜长石、角闪石、长石、石英、黑云母和绿帘石等。

层位属于太古界鞍山群的中下部，相当于通什村组。从南到北、自下而上可分为六个岩性段:

a.浅粒岩段　厚度 600 米;

b.下混合花岗岩段　约 410 米;

c.浅粒岩及混合岩段　约 295 米;

d.上混合花岗岩段　约 225 米;

e.浅粒岩夹斜长角闪岩、绿帘钠长变粒岩段　约 1050 米;

f.斜长角闪岩与黑云母变粒岩互层段　约 670 米。

这套地层呈北西—南东向分布，倾向北东向，倾角 30° 左右。

中上元古界: 是静北石灰岩潜山的主要组成部分。主要岩性为滨海碎屑岩 (石英岩) 和浅海碳酸盐岩 (白云岩)。层位属于长城系大红峪组和高于庄组。不整合在太古界之上。

大红峪组: 浅褐灰色、粉红色微、粉晶白云岩，底部为紫灰色变余泥岩夹紫红色微晶白云岩。地层厚度为 250～375 米。

高于庄组: 灰、灰白色变余石英砂岩、石英岩、浅紫红色、紫灰色变余云质泥岩与灰色、褐灰色云岩互层。地层厚度 1700～1900 米。各岩性段厚度变化不大。假整合于大红峪组之上，与上覆下第三系沙河街组呈角度不整合接触，常在高于庄组顶部形成风化壳。从岩性、电性、地层、构造诸方面都显示了不整合接触关系。

下第三系沙河街组: 是油田范围内最主要的沉积盖层，自下而上可分为四段 (其中二段缺失)，厚 1500～3000 米。

沙河街组四段: 不整合在基底之上，下为灰绿色玄武岩，杂色砂砾岩、砂岩与泥岩互层。上为含砾砂岩、粉砂岩与杂色泥岩、油页岩互层。见少量 *Candona acclivis* 坡形玻璃介，孢粉以 *Quercoidites* 栎粉属、*Ulmipollenites* 榆粉属、*Ephedripites* 麻黄粉属为主。厚 500～750 米。

三段: 超覆在四段之上，顶部受剥蚀不全。下为深灰、褐灰色泥岩与灰白色砂岩、厚层砂砾岩呈不等厚互层。上为灰白色砂岩、含砾砂岩与灰、灰绿、棕红色泥岩不等厚互层。含有少量 *Huabeinia obscura* 隐瘤华北介、*Huabeinia unispinata* 单刺华北介、*Eucypris arca* 弓背真星介和 *Parabohaidina granulata* 粒面副渤海藻等化石。厚为 600～1800 米。

二段: 缺失。

一段: 直接覆盖于三段之上，为灰、灰绿、紫红色泥岩与灰白色含砾砂岩、长石砂岩不等厚互层。含少量 *Limnocythere variabilis* 易变湖花介、*Cyprididae* 金星介科小个体、*Bohaispira supracarinata* 上旋脊渤海螺、*Gangetia brevirota* 短圆恒河螺、*Tenua* 薄球藻属、*Rhombodinium* 菱球藻属等化石组合。厚为 400～500 米。

下第三系东营组: 为厚层状砂砾岩、含砾砂岩、砂岩与灰绿色、紫红色粉砂质泥岩互层，顶有 1～2 层玄武岩。未见水生生物化石。*Juglandaceae* 胡桃科、

Polypodiaceaesporites 水龙骨单缝孢属含量较高。厚为150～450米。

上第三系馆陶组—第四系平原组：不整合在下第三系东营组之上。岩性为一套灰色块状砂砾岩，夹薄层灰绿色泥岩、黄绿色砂质泥岩及亚粘土。厚为120～300米。

2）沉积条件：静安堡油田发育了三套绝然不同的含油层系。太古界是一套古老的变质岩系，构成盆地的基底，对这套变质岩系缺少深入的研究。中、上元古界长城系大红峪组和高于庄组是一套海相沉积，仅发育于静北潜山，而且钻井只揭露其中一部分，目前只能从其沉积具有明显的旋回性这一特征作一些定性的分析。根据沉积相模式，分析了18个小层的岩石类型及其组合规律、结构、构造特征，把中、上元古代地层剖面分为4个一级旋回和7个二级旋回，其沉积环境为：潮上⇌潮间上⇌潮间下⇌潮下。

下第三系沙河街组是一套巨厚的陆相碎屑沉积，构成了静安堡油田沉积盖层的主体，因此，这里所指的沉积条件，主要是下第三系沙河街组的沉积条件。由于沙河街组三段是油田的主要含油目的层，这里只分析沙河街组三段的沉积条件。

静安堡油田沙河街组三段碎屑岩很发育，大面积覆盖在沙河街组四段之上，其本身亦具备生油条件，为其成为全区主要储集层提供了有利条件。沙河街组三段可进一步划分为四个岩性段。第四岩性段分为4个油层组，14个砂岩组，35个小层；第三岩性段分为4个油层组，13个砂岩组，30个小层；第二岩性段分为4个油层组13个砂岩组，28个小层。第一岩性段由于沙河街组三段沉积末期的构造运动使湖盆收缩而发育不完整，顶部并遭受剥蚀。

沙河街组三段储集层主要为不等粒砂岩、含砾砂岩、砂砾岩、砾状砂岩等粗碎屑岩，少量粉、细砂岩。碎屑含量为80%～98%，其中石英为40%～65%，长石为15%～42%，中、酸性火成岩、石英岩等岩块8%～15%。胶结物主要为泥质，含量5%～12%；碳酸盐0.2%～5%，颗粒之间多为点接触，少量线接触，偶见悬浮接触。颗粒排列不紧，胶结较疏松。以孔隙—接触式胶结为主，偶见基底式胶结。

粒度中值为0.044～1.37毫米，一般为0.2～0.4毫米，磨圆度差，多为次尖，次为次圆。分选系数一般为1.4～2.0，最高达4.2。

砂砾岩、含砾砂岩中见小型槽状交错层理和直线斜层理。中、细砂岩可见块状层理，楔状层理及斜层理，粉、细砂岩可见斜层理。

静安堡沙河街组三段储集层是早期大面积水进、后来湖水不断向南退缩过程中在来自东部和东北部多条短源河流作用下形成的扇三角洲沉积。其沉积往往与洪水关系密切，水流作用强而不稳定，带有洪积扇的某些特点。

第四岩性段的储集层是以扇三角洲前缘水下分支流河道砂体和沙坝为主的复合砂体。

第三岩性段的储层是扇三角洲平原相—前缘相沉积，为以辫状分流河道砂为骨架的复合砂体。

第二岩性段的储集层属陆上辫状河流沉积，主要为辫状分流河道砂体和河间泥组成，局部地区存在溢岸流河间薄层砂体，单砂体呈带状、透镜状分布。由于砂体所处相带差异，砂岩占地层厚度的18%～44%不等；一般15～40层，单层厚度0.8～11米不等。

砂岩胶结物中的矿物以高岭石为主，平均占69.2%。泥岩中则以蒙脱石为主，平均占62.6%。自上而下伊利石和绿泥石有减少的趋势，高岭石反而有增加的趋势。

(2) 构造　由于静安堡油田地质结构的复杂性，存在太古界、中上元古界、下第三系沙河街组等三大构造层。

1）东胜堡潜山：东胜堡潜山位于静安堡油田的中段，其大地构造位置处于华北地台北

端，岩性及构造特征都具有华北地台结晶基底的特征，为太古界鞍山群历经沧桑后，经印支和燕山运动而形成中央隆起带的古山系。是受西侧北东方向基底大断层所控制的单面山，并经过长期风化、剥蚀和淋滤等表生作用，第三纪坳陷形成时被深埋在巨厚的第三系陆相沉积岩之下，成为潜山。

潜山高点位于胜 11、胜 3 和胜 11-7 井一带，呈北东向延伸。潜山最小埋藏深 2600 米，闭合高度 1200 米，胜 17 井附近为一次高点，东北部胜 22 井附近又有一近东西向的独立高点。潜山西坡陡，坡度角 47°～63°，东坡缓，坡度角 14°～20°（见图 1-11-18）。

东胜堡潜山发育 6 条正断层，东、南、西边界各由 1 条断层控制，潜山内部发育 3 条断层，各条断层特点见表 1-11-47。

表 1-11-47　东胜堡潜山油田断层要素表①

断层要素＼断层名称	①西边界断层	②东边界断层	③南边界断层	④胜 13 井断层	⑤胜 14 井断层	⑥胜观 1 井断层
走向	NE	NE	E	N	NNE	NE
倾向	NW	ES	S	E	NWW	ES
断距（m）	800～1200	100～200	100	100	100～120	50
长度（km）	10	5	5	2.5	1.6	1

①断层编号可与图 1-11-18 对应。

这些断层对潜山的形成、变质岩储集空间的形成及裂缝发育程度、空间分布都起了重要作用，但对潜山油藏的形成、油气的分布不起控制作用。

2）静北石灰岩潜山：静北石灰岩潜山位于静安堡油田的北段，潜山范围西以安 78 西断层为界，东以曹台断层为界，南部以中上元古界剥蚀线与静安堡太古界潜山接触，向北倾伏于中生界之下。

静北石灰岩潜山的总体形态为穹窿山，高点在新安 19-31—安 21-33 井一带，埋藏最深处在西部。潜山主体埋深 2450～3450 米，分布面积（逆断层以南）约 26.6 平方公里，南坡开阔平坦，坡度 2°～4°，东南坡较陡，达 10°～15°，闭合幅度 950 米，油层埋藏深度 2450～3000 米（图 1-11-19）。

根据钻井、地震成果，参考地层倾角测井资料，共组合断层 39 条。根据断层发育及断层与地层、构造的关系，分析静安堡潜山主要经历两期断裂构造活动，前第三纪断裂构造活动的主要表现形式是造成潜山内部向斜褶皱和形成 24 条内部断层。该向斜走向近东西向，轴倾角 20°左右，向东倾没，基本属于等斜的开阔褶皱；沙河街组四段沉积时期断裂构造活动表现为断开潜山面并使潜山面造成落差，共有 15 条断层组成。

由于断层主要沿北东向展布，加上断层的切割作用，把整个潜山分割成以安 81 和安 86 断块为中心的向西北、正北和东南逐级下降的断阶山。

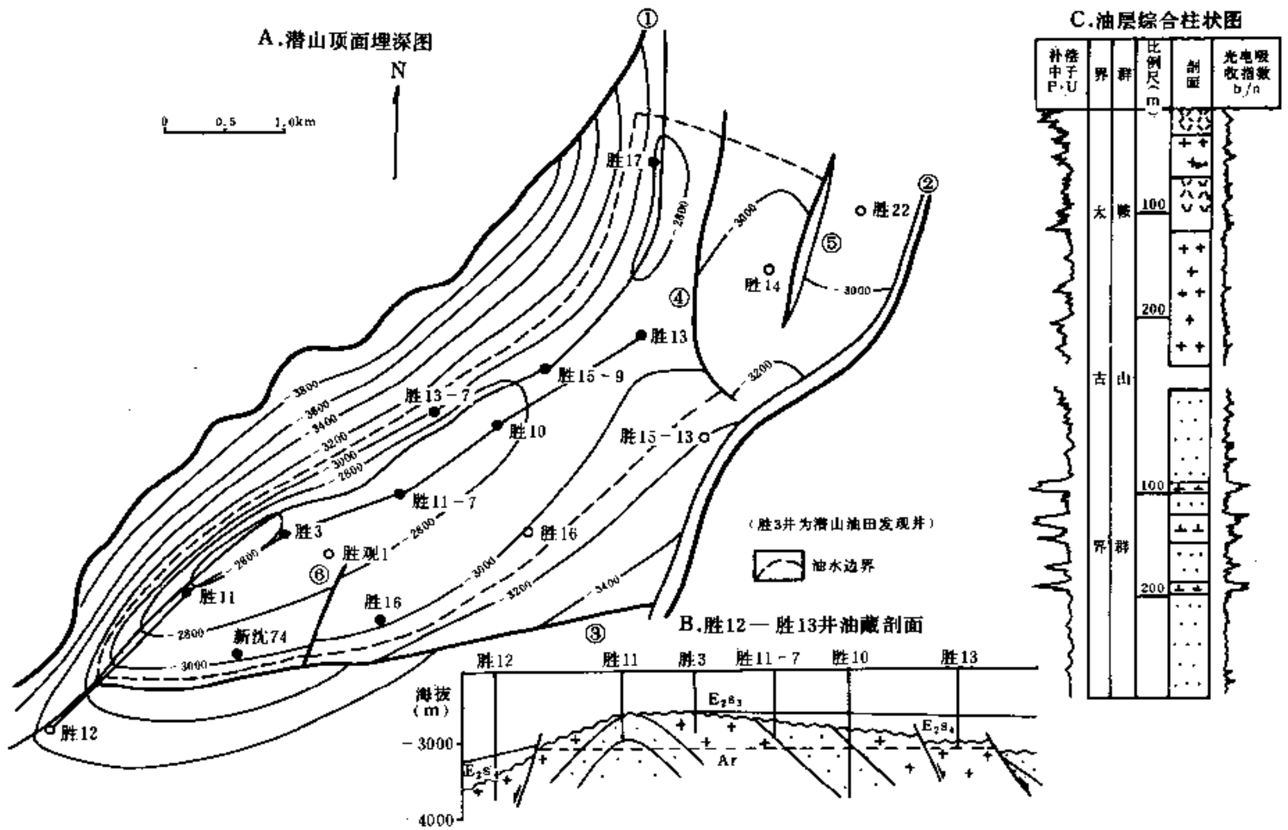


图 1-11-18　东胜堡潜山油藏综合成果图

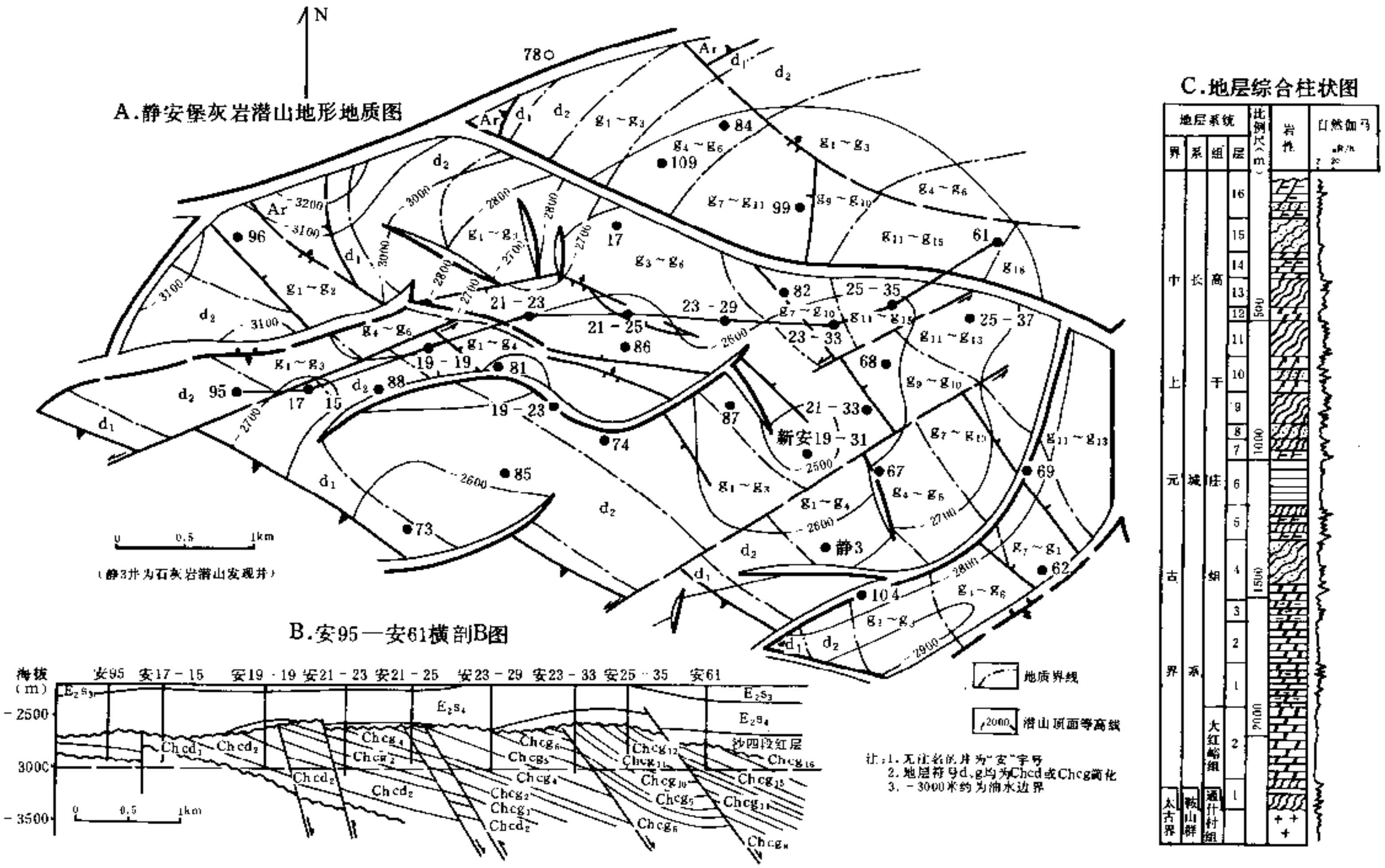


图 1-11-19 静北石灰岩潜山油藏综合成果图

3）静安堡油田下第三系沙河街组三段构造：沙河街组三段是在基岩古隆起基础上发育起来的主要沉积盖层，由于沙河街组三段沉积时及其后期断裂活动的结果，使静安堡构造成为一个向西南缓缓倾伏的大型断裂鼻状构造带（图 1−11−20），发育几个以断鼻为主要特征的局部构造高点。

由于断层切割，构造比较破碎、局部构造形态不完整、轴向不一致，两翼不对称，靠近断裂一侧较陡，另一翼比较平缓。由于断层发育，各局部构造高点又进一步被分成大小不一的多个断块。各局部构造特征详见表 1−11−48。

表 1−11−48　局部构造要素表

序号	构造名称	幅度 (m)	轴向	长度 (km)	宽度 (km)	面积 (km^2)	倾角
1	沈 95 断裂背斜	350	NE—NW	6.8	3.3	22.12	3°～9°
2	边台断裂背斜	250	NE—NNE	6.5	3.1	14.1	7°～8°
3	沈 84—安 12 断裂背斜	850	NE	9.0	2.4	19.2	6°～8°

静安堡构造带发育北东—北北东、北西—近东西向两组断裂。其中前者为主要断裂系统，不仅数量多，规模大，活动期长，且对沉积和局部构造控制明显。

沙河街组四段沉积时期的断裂主要是基底断裂，部分延续到沙河街组三段沉积早期。沙河街组三段沉积时期的断裂多发育在基岩隆起的陡翼，与前期断裂往往平行，下降方向相反，构成“Y”字型或“人”字型，沙河街组一段沉积时期除了前期断裂继续活动外，也产生了新的断裂，它们多为隆起高部位的反向正断层。长期活动的断裂对局部构造发育、圈闭形成、油气聚集都具有明显的控制作用。

根据基底构造、沉积盖层构造、油气分布特征，以主干断层分界，将静安堡构造带分为沈 95、沈 84−安 12、边台、东胜堡等四个区块。三、四级断层使各区块进一步复杂化，分成 22 个断块，其中具有局部构造圈闭的断块有 16 个，给油气聚集创造了有利的场所。

（3）储集层物性

1）太古界变质岩系的储集层物性：东胜堡潜山油藏储集层岩性不是单一的，北部以斜长角闪岩和黑云母变粒岩为主；南部为钠长石英浅粒岩；纵向上对已揭露的剖面分为浅粒岩、混合岩等六个岩性段，其中含暗色矿物少、塑性小的浅粒岩和混合岩为最好的储集岩。

根据岩芯分析和选用斯伦贝谢测井含氢指数变化计算，孔隙度为 3.8%。岩芯测得的最孔隙度为 12.9%，孔隙度小于 1%的样品占 45%，孔隙度小于 4%的样品占 80%。岩芯分析的渗透率算术平均值为 26×10^{-3} 二次方微米，其中 60%的样品渗透率小于 1×10^{-3} 二次方微米。

储集空间主要为次生的裂缝、溶蚀孔和粒间孔三种类型。

裂缝可以分为大裂缝、岩芯上可测量裂缝和微裂缝三种。大裂缝存在于基岩断裂带，钻井过程中出现泥浆漏失现象。岩芯上可测量的裂缝，开度一般为 0.01～0.1 毫米，部分可达 0.2～0.5 毫米；微裂缝主要包括二种，一种是钾长石及斜长石的解理缝，另一种是长石、石英的裂纹缝。

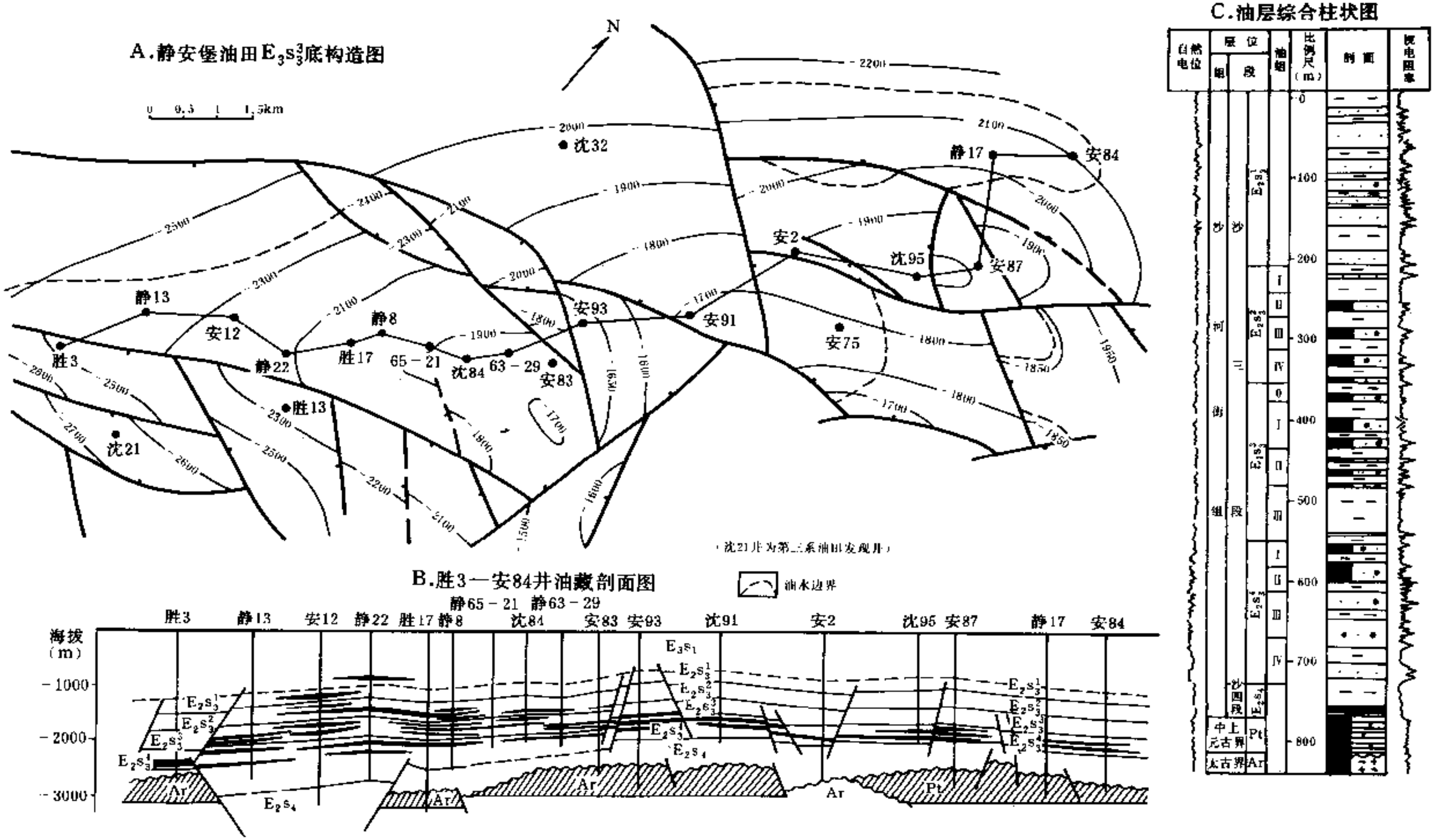


图 1-11-20 静安堡油田综合勘探成果图

溶蚀孔隙是由于不稳定矿物被溶解留下不规则的孔隙空间而形成的，主要分布在裂缝两侧和破碎带。

粒间孔隙，发育于断层角砾岩带，美国岩芯公司称这类孔隙为"碎裂质"孔隙。

储集层孔隙类型有三种，即裂缝—微裂缝型、裂缝—溶蚀孔隙型、破裂角砾化粒间孔隙型。

2）中、上元古界储集层物性：构成静安堡石灰岩潜山的岩石主要有泥质岩类、碳酸盐岩类、石英岩类、变余砂岩类。

储集岩中孔隙空间按其形态基本分为孔、洞、缝三类，最主要的储集空间为微裂缝，此外有少量的溶洞和孔隙。

根据不同形态和成因的储集空间在岩石中发育与配置关系，组成四种不同的储集类型：微裂缝型、溶蚀裂缝型（为静安堡石灰岩潜山主要储集类型）、似孔隙型（为次要储集类型）和孔隙型（少见）。由于溶蚀作用强，部分微裂缝溶蚀扩大，成为宏观裂缝。不同储集类型往往共存，呈"双重孔隙类型"，但不同的储集层类型和同一类储集层在不同的部位，所居的主次地位不同。

全区平均孔隙度（ϕ）为 4.84%，喉道半径平均值（R）为 9 微米。潜山含油储集岩的渗透率（K）、孔隙度（ϕ）、喉道平均半径值（R）等三个参数的边界值分别为 $K>0.3\times10^{-3}$ 二次方微米，$\phi>1.25\%$，$2R>1$ 微米。

影响静安堡石灰岩潜山储集层发育的地质因素有岩性、断裂构造、古风化溶蚀、压实和重结晶作用。

白云岩、石英岩脆性强，溶解度高，溶蚀性强，往往形成好的储集层。泥质岩类由于塑性强，可溶性差，储集层裂隙、孔隙均不发育，成为非储集层。

由于后期（沙河街组四段沉积时期）断层对先期（前第三纪）断层的改造，剪张性断裂发育，在 15 条沙河街组四段沉积时活动的断层中，有 14 条断层显示剪张性结构面，油气主要富集于这时期发育的张性裂隙带附近。

古风化溶蚀作用有两期。第一期是前第三纪古风化溶蚀作用。由于长期暴露地表，遭受风化剥蚀和天然水的垂向淋滤作用，地下潜水和承压水的横向溶蚀作用，形成具有风化壳、垂直渗流带、横向溶蚀带等三带结构的古风化溶蚀带。第二期是沙河街组四段沉积后的古风化溶蚀作用。由于地下承压水对断层附近、裂隙带、构造裂缝和潜山上未被充填的风化壳孔隙、深部裂缝孔隙进行溶蚀，形成一个整体块状的由断裂构造系统组成的网络状古溶蚀层。

压实作用使砂泥岩压实成了变余砂泥岩，少部分甚至成了板岩。重结晶作用使石英、白云岩等矿物结晶加大，原生孔隙由大变小。

影响储集层储集条件发育程度的因素中，岩性和断裂构造起决定性作用，其它因素起辅助作用。

应用四性指标和试油成果，评价储集层后得出：在中上元古界大红峪组、高于庄组 18 个小层中，纵向上比较好的储集层为大红峪组 2 小层，高于庄组 2、4、6、8、15 小层。比较差的储集层为大红峪组 1 小层；高于庄组 1、5、10、12、14 小层。隔层为高于庄组 3、7、9、11、13、16 小层。平面上靠近沙河街组四段沉积时期发育的剪张性裂隙带附近储集层较好。

3）沙河街组三段储集层物性：静安堡油田沙河街组三段储集层为一套陆源粗碎屑沉积，除第四岩性段是以扇三角洲前缘分支流河道砂和沙坝为主的复合砂体外，第二、三岩性

段都是以辫状分支流河道砂体为储集层的骨架砂体，储集层在平面上和纵向上的多变性及严重的非均质性是其主要的特征。由于辫状河砂体范围窄，顺河道方向物性变化较小，横切古河道方向则变化较大。河道主体砂岩渗透率高达 3000×10^{-3} 二次方微米，而河间薄层砂岩渗透率则低于 200×10^{-3} 二次方微米，相差 15 倍以上。

沙河街组三段储集层孔隙度最小 4.8%，最大 35.7%，一般为 16%～22%。空气渗透率 $1\sim27998\times10^{-3}$ 二次方微米，一般 $171\sim1774\times10^{-3}$ 二次方微米。储集层物性在平面上由南往北变差，南部安 12 块孔隙度 21.1%，渗透率 339×10^{-3} 二次方微米，北部沈 95 块孔隙度 19.6%，渗透率 117×10^{-3} 二次方微米。纵向上由上而下变差。各岩性段储集层物性如下:

第二岩性段孔隙度 23.99%，渗透率 290×10^{-3} 二次方微米。

第三岩性段孔隙度 22.5%，渗透率 62×10^{-3} 二次方微米。

第四岩性段孔隙度 21.1%，渗透率 36×10^{-3} 二次方微米。

(4) 油藏类型及油水分布特征

1) 东胜堡花岗岩潜山油藏: 东胜堡潜山油藏南北长约 6 公里，东西宽约 2 公里。含油面积 9.4 平方公里，油层呈块状。连通性在平面上有差异，但总的说来是较好的，油藏为一个相互连通的块体。

东胜堡潜山油藏属于具底、边水的非均质裂缝型块状油藏，特点如下:

a.储集层的储集空间以裂缝为主，具双重孔隙特点。裂缝空间分布呈非均质多向多倾角网状，但在某些方向仍具一定的优势;

b.基准面原始地层压力 28.76 兆帕，原油饱和压力 8.93 兆帕，没有气顶及气层，为不饱和油藏;

c.基本具统一油水界面，平均油水界面深度为 3100 米;

d.油藏压力系数为 0.0101 兆帕每米，属于正常压力系统。油藏原始压力 (p_o) 与油藏中部深度 (D) 的关系式为:

$$p_o=0.0075D+7.243$$

式中 p_o——油藏原始压力 (MPa);

D——油藏中部深度 (m)。

e.油藏深度范围内地温梯度为 3.3℃每百米，基准面 2850 米处温度为 101℃。油藏温度 (t) 与深度 (D) 的关系式为:

$$t=0.033D+6.95$$

式中 t——油藏温度 (℃);

2) 静北石灰岩潜山油藏: 根据试采过程中取得的不同断块上各井压力传递测试资料分析，静安堡石灰岩潜山不同层段、不同断块具有同一压力系统，具有统一的油水界面。根据测得的地层压力，绘制压力与深度关系曲线，其关系曲线呈直线，压力系数 1.025～1.067。由此可见，静安堡潜山虽然纵向上韵律明显，储集层与隔层相间，在平面上又被断层切割，但是不同层组不同断块是属于同一压力系统。

$$p_{io}=0.076D+79$$

式中 p_{io}——油层原始地层压力 (10^{-1}MPa);

D——油层中部深度 (m)。

安 74 井高压物性分析原油饱和压力为 5.57 兆帕，而静 3、安 61、安 74 井等测得地层压力为 26.53～29.94 兆帕，地饱压差高于 20.9 兆帕。由此可见静安堡石灰岩潜山油藏饱和

压力低，地饱压差大，是属于未饱和油藏。

地层温度与深度呈良好的线性关系，并可以下式表示：

$$t=0.0256D+19.68$$

式中 t——油层温度（℃）。

由此推算静安堡石灰岩潜山的地温梯度为每百米 2.6℃。

静安堡石灰岩潜山按其圈闭成因属于潜伏向斜构造地层不整合油藏；按油藏的几何形态和油水分布分类是属于具有层状结构的块状油藏。综合各项资料，该潜山油藏为微裂缝型低饱和压力具有层状结构的块状油藏。

3）沙河街组三段砂岩油藏：

①油气分布规律：静安堡油田经钻探证实，沙河街组三段气层埋深 720.4～1898.0 米，油层埋深 1078.0～2843.6 米，油、气层分布井段均长达 1000 米以上，主要油层埋深一般在 1600.0～2200.0 米。

沙河街组三段四个岩性段都有油层，以第四岩性段最发育，分布最广，占静安堡油田沙河街组三段已探明和控制储量的三分之二，是主要的含油层段。第三岩性段油层在沈 84—安 12 块以南地区发育，第一、二岩性段油层不发育，仅在构造带南部分布。

油层主要分布在构造圈闭的粗碎屑储集层中，主要为含砾砂岩、砂砾岩、中、粗砂岩含油。

油层单层厚度比较大，厚为 0.4～11.8 米，一般 2～5 米，厚度大于 2 米的占 80%，大于 4 米的占 40%。

油气水分布复杂，构造高部位有零星气层，纵向上油水分散，分布井段长，单井最长达 1015 米（安 12 井）。油水在纵向上构成多油水系统。不同油层富集块第四岩性段的大致油水界面为 1980～2200 米。在构造高部位此界面以上未发现明显水层。然而，在构造低部位则可见多个油水界面，层状含油特征明显。第三岩性段、第一、二岩性段油水分布更为复杂。

油层平面变化大，连通差。不同断块油层发育程度差异很大，且同一断块内油层变化也很大。静 63-29 井油层 96.6 米，共 32 层，相距 300 米的静 63-27 井油层变为 41.8 米，共 17 层。300 米井距油层平均连通系数第四岩性段为 60%～70%，第三岩性段为 40%～45%。

②油气富集控制因素：油层分布与富集受构造、岩性两种因素控制，靠近生油中心一侧的断块油气富集，断块高部位油层发育、产能高、油水关系相对简单。构造高部位油层段之上气层发育。扇三角洲辫状河道砂中油层发育，延伸远，分布比较集中。辫状河道砂中油层变化大，单层砂体多呈带状、透镜状分布，油水关系复杂。油气分布同时还受储集层岩性变化影响。

③油气藏类型：静安堡构造带油藏类型主要为构造层状油藏和受储集层砂岩岩性控制的岩性油藏。第四岩性段为构造层状油藏，第一、二岩性段主要为岩性油藏，第三岩性段两者皆有。其油藏特点如下：

a.油藏受断块控制。含油面积小，含油井段集中（一般 100 米左右），含油幅度低。

b.油藏内边底水不活跃。试水资料表明，采水指数低，为 0.8～2.04 立方米／兆帕·日，天然能量不足。

c.多油水系统，无统一油水界面。油水界面由构造高部位向低部位倾斜。

(5) 流体性质

1) 原油性质：静安堡油田不论是太古界花岗岩潜山油藏、中上元古界石灰岩潜山油藏，还是沙河街组三段砂岩油藏，原油均属高凝油。只有沙河街组三段第一岩性段的原油为低凝油。原油凝固点在纵向上自上而下升高；在平面上，自南而北升高。纵向上各套油层原油性质见表 1-11-49。

表 1-11-49 静安堡油田地面原油性质统计表

层位	密度 (20℃) (g/cm³)	粘度 (100℃) (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	沥青+胶质含量 (%)	原油类型
Ar	0.853	5.68	44	30.3	8.8	高凝油（南）
Ar	0.8583	5.00	58	32.44	10.19	高凝油（北）
$Pt_{2-3}cd$	0.8481	7.94	>60	41.07	11.49	高凝油
$Pt_{2-3}cg$	0.8903	10.66	58.5	37.58	12.64	高凝油（下）
$Pt_{2-3}cg$	0.8506	7.43	51	27.06	15.15	高凝油（上）
$E_2s_3^4$	0.8655	5.84	48.9	34.74	17.26	高凝油（南）
$E_2s_3^4$	0.8503	5.75	56	42.14	14.19	高凝油（北）
$E_2s_3^3$	0.8874	14.45	47	36.67	16.08	高凝油
$E_2s_3^2$	0.8845	19.47	43	35.5	19.3	高凝油
$E_2s_3^1$	0.939	2.0	−16	6.8	26	低凝油

2) 天然气性质：高凝油和低凝油中溶解气含量很少，主要为气层气，溶解气与气层气性质有较大差异，一般溶解气的相对密度较大，甲烷含量较低，气层气的相对密度较低，甲烷含量很高（表 1-11-50）。

表 1-11-50 静安堡油田天然气性质统计表

层位	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	备注
Ar	0.8370	69.34	12.48	10.01	胜 11（溶解气）
Pt_{2-3}	0.7285	79.19	9.38	4.8	安 74（溶解气）
E_2s_3	0.6675	86.55	5.53	4.06	静 8（溶解气）
E_2s_3	0.5620	98.51	0.63	0.07	静 9（气层气）

天然气中含有少量二氧化碳和氮气。

3）地层水性质：静安堡油田太古界花岗岩潜山油藏和中、上元古界石灰岩潜山油藏的地层水都不活跃，其水性也与沙河街组三段砂岩油藏地层水的水性一致，均为碳酸氢钠型水，地层水的 pH 值为 7～8.5，属中—弱碱性水。地层水性质见表 1-11-51。

表 1-11-51 静安堡油田沙河街组三段地层水性质表（单位：mg / L）

层位	总矿化度 (ppm)	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Na^{+}	Cl^{-}	HCO_3^-	SO_4^{2-}	水型
$E_2s_3^1$	988.3	6.67	7.73	317.23	31.66	688.66	28.13	$NaHCO_3$
$E_2s_3^2$	1659.51	8.11	8.75	483.46	103.81	806.16	33.62	$NaHCO_3$
$E_2s_3^3$	3349.79	8.82	17.88	1126.65	724.90	1722.94	61.08	$NaHCO_3$
$E_2s_3^4$	4163.48	12.93	17.79	1247.23	459.93	2220.31	63.46	$NaHCO_3$

二、油田勘探开发地质研究简况

1.油田勘探开发简况及阶段划分

（1）勘探阶段　静安堡构造带是 1971 年开始地震勘探，先后进行了地震普查、详查，至 1985 年平均测线密度为 0.6×0.6 公里。沈 32、胜 3、胜 11、安 63 等井进行了地震测井，为地震解释提供了地震声速资料。

1973 年 5 月，于沈 21 井发现油气显示，次年首获工业油流，从而打开了沙河街组三段的勘探局面，相继钻探的几口井均见良好油气显示。

1975 年 6 月，钻探沈 95 井，在沙河街组三段钻遇油层，射开 1948.6～1970.6 米井段。由于油管被堵，未能求得产能。原油凝固点 54℃，证实是高凝油。同年钻探沈 84 井，也发现沙河街组三段油层，1895.0～1940.0 米井段射开油层 7 层 22.8 米，累计产油 12.7 吨。1975 年～1976 年间共测试 3 层，均获高凝油流，由于原油凝固点高，试油工艺落后，常规试油未能求得真实产能。

1982 年 10 月，首先在沈 95 井原试油井段（1948.6～1970.6 米）用井筒内热水循环的方法试采高凝油取得成功，获工业油流，日产油 17.6 吨。次年 1 月，又在沈 84 井原试油井段（1495.2～1616.2 米）通过下热电缆井下加温的办法重新试油，获得自喷工业油流，日产油 26.7 吨。1984 年开始试采，生产 107 天，初期产量达 40 吨，累计产油 1500 吨。至此，攻克了高凝油试油和开采的难关。

1982 年 10 月，胜 3 井在钻探沙河街组三段砂岩油藏过程中发现了东胜堡太古界花岗岩潜山油藏。打出了好形势，开始了以潜山油藏为中心的勘探新阶段，在后来所钻的新沈 74、胜 10、11、12、13、14、17 等井都在潜山上获得工业油流，基本搞清了东胜堡潜山的地质特征，并计算了地质储量。

1983 年底，静 3 井在加深钻探潜山时于 2640 米钻遇一套灰质白云岩，揭开厚度 72.84 米，白云岩岩芯裂缝发育，而且含油，确定层位属于中、上元古界。次年 1 月，对静 3 井 2640～2712.84 米井段进行裸眼测试，下热电缆井下加温后，获自喷日产油 120 吨，气 3568 立方米。从而发现了静北中、上元古界石灰岩潜山油藏。根据这一新的发现，运用资料处理新技术，对这一地区的地震资料进行进一步处理和解释。表明静安堡构造带北部地区第三系

反射界面以下有双重速度介质的特点，下部速度层与东胜堡第三系以下太古界一致，为5000米每秒，这个速度层与第三系之间存在一层速度为6000～7000米每秒的异常带，在叠偏剖面上隐约可见到与下伏鞍山群的超覆关系，第三系又不整合其上。根据层速度的特性及边缘出露的地层推断，可能为高速的元古界海相碳酸盐岩地层。同时在“大民屯凹陷地层统一对比划分”专题研究时，把1971年7月完钻的沈2井井底厚8.5米的暗紫色含铁石英岩也确定为中、上元古界的蓟县系，因此确定静北地区是中、上元古界潜山分布的地区，并且预测了中、上元古界石灰岩潜山的分布范围。从而拉开了静北中、上元古界石灰岩潜山油藏勘探的序幕。

1984年～1986年对静北石灰岩潜山油藏进行了评价。1985年9月底，完钻探井、详探井23口。试油井15口。1986年初，由辽河石油勘探局研究院和华北石油管理局研究院的技术人员共同完成了静安堡石灰岩潜山油藏开发方案的编制工作，并报石油工业部审批。

1984年，安12井射开3122.0～2146.0米井段15层39.2米，地层测试折算日产油130吨。随后钻探10口探井，均见良好油气显示，一年拿下了安12块沙河街组三段油气富集区块并与沈84块连成一片。

(2) 开发准备阶段　最早着手开发准备的是东胜堡太古界花岗岩潜山油藏。1985年5月，中国石油天然气开发公司与美国岩芯实验公司谈判“东胜堡古潜山油田开发方案可行性研究”事宜，同年6月24日在北京签订合同，9月中方9人去美国岩芯实验有限公司工作。1986年5月，美方完成了“东胜堡油田开发可行性研究报告”。1986年7月辽河石油勘探局编制了“东胜堡古潜山油田开发实施方案”。

接着进行开发准备的是沙河街组三段砂岩油藏。在高凝油试油、试采资料与认识的基础上，着手进行全面的开发准备。1984年编制沈84、沈95块注水开发井组试验方案，次年开始实施，当年12月投产油井5口，投注水井2口，系统试油井2口，测吸水剖面2条。对油层生产特点有了初步认识，为编制开发方案积累了充分的资料。

为了扩大勘探成果和为开发提供资料，分析孔隙度样品3254块，渗透率2666块，碳酸盐含量1035块，粒度1033块，薄片鉴定465块、压汞48块、铸体薄片44块、电镜扫描17块、粘土矿物23块、润湿性1块、相渗透率曲线12条、粘温曲线6条，不同温度下水驱油效率试验曲线1条，高压物性4口井4个层。截止1986年3月底，静安堡构造带共完钻各类井124口，主要含油块井的密度每平方公里平均5.5口。井、资料井取芯进尺2494.98米，钻取岩芯2242.12米，平均收获率90.60%。取得饱含油、含油砂岩192.89米。试油32口井126层，其中27口53层获工业油流。先后14口井投入试采，平均日产油187吨。与此同时，深入开展地质、工艺综合研究，情报室和综合工艺研究人员针对高凝油开采技术，广泛查阅国内外文献，先后编辑了5期“高凝油开采工艺”供各级领导和广大科技人员参考。油田地质开发人员在收集现场大量第一性资料的基础上，完成了高凝油地质特征及分布规律、静安堡地区岩相研究及地质总结，为开发方案的编制提供了充分的依据。

静北石灰岩潜山油藏，虽然早在1986年就已完成开发方案编制工作，但由于潜山内幕结构复杂，开发难度大，方案没有很快实施。在经过较长时间的试采，充分暴露矛盾，取得大量参数，并对潜山内幕进行深入研究以后，对原来的方案作了相应调整，才全面投入开发。

(3) 开发阶段　1986年5月，东胜堡太古界花岗岩潜山油藏最早投入开发，7月，编制了“东胜堡古潜山油藏开发实施方案”，10月，开始注冷水试验，至1986年底，共投产油井

11 口。1987 年注水开发，不断完善注采系统，1988 年底，共投产 15 口油井，注水井 8 口，观察井 2 口。1989 年以来，钻调整井 4 口，油井保持 15 口，水井增加到 10 口，观察井增加到 4 口，开展了以保持地层压力，控制含水上升速度，实现稳产为目标的综合治理工作。

随着东胜堡潜山油藏的全面开发，沙河街组二段砂岩油藏各个主要含油区块也相继投入开发，1986 年编制开发方案，同年 10 月全面实施。沈 95、沈 84–安 12 块方案布井面积 18.6 平方公里。布井总数 249 口，其中设计油井 172 口，观察井 5 口，注水井为 72 口。可以利用老井 14 口，钻新井 210 口，平均井深按 2200～2300 米计算，钻井总进尺为 47.69 万米。

沈 84–安 12 块沙河街组三段第 1～3 岩性段和第 4 岩性段油层具备独立的开发条件，分别作为独立的开发层系进行开发；沈 95 块第 4 岩性段油层比较集中，平均有效厚度 26 米，可作为一套开发层系开发。在方案实施过程中，采取统一部署、分批实施、随钻对比、及时调整、逐步完善的勘探开发方针，使开发井成功率达 100%。在对地下油气分布比较了解的情况下，对该区进行实施方案的研究与设计，确定开发层系，注采井别、射孔方案，使该油田得到科学合理的开发。到 1988 年底，全油田已投产油井 221 口，注水井 26 口，日产原油 3167.0 吨。

1987 年 7 月，静北中、上元古界石灰岩潜山油藏投入全面开发。同年 8 月 15 日，位于静安堡油田北部的沈一联合站主体工程建成，9 月 22 日，沈一联合站油气集输系统进油，投产一次成功。1988 年 12 月，根据油藏开发方案实施情况增布 7 口开发井，1989 年 7 月为完善原开发方案注采系统增布 24 口井，这批井目前正在实施中。

2.油田地质工作与认识

(1) 东胜堡太古界花岗岩潜山油藏　东胜堡潜山油藏是比较典型的潜山块状油藏，储集层为一套变质岩，并形成高产，这在国内外均非常见。国内对这种油田的研究尚无比较成熟的方法，几年来对该油田进行了以下工作，并取得了一些认识。

1) 开展潜山油田储集层研究:

a.通过岩芯的观察、薄片鉴定及化验分析资料研究，反复与斯伦贝谢测井曲线进行对比分析，利用光电吸收指数、含氢指数、密度曲线和自然伽马能谱曲线等手段区分潜山岩性。认识到其主要岩性为黑云母斜长变粒岩、绿帘钠长变粒岩、浅粒岩、斜长角闪岩和混合花岗岩等。从高分辨地层倾角测井计算机处理成果解释来看，东胜堡潜山主体部位地层呈北西—南东向展布，倾向北东，倾角约 30°。

b.潜山主要有三组构造裂缝，主裂缝方向为近东西向，次之为北东向和北西向。裂缝的发育程度主要决定于岩性及断层。研究表明浅粒岩及混合花岗岩易产生裂缝，断层两侧也易产生裂缝。

c.储集层特性与产能的关系是：岩性是裂缝发育的基础，控制了产能的高低。中南部的浅粒岩与混合岩交互段，岩性较脆，单层厚度大，易形成裂缝，油井高产；潜山高部位储集空间类型多，储集层厚度大，产能较高；两组断裂的交点裂缝最发育，易获得高产；基岩断裂的断层角砾岩带孔、渗条件好，是理想的高产带。

2) 进行脉冲和压力恢复试井：1984 年 12 月至 1985 年 4 月，美国岩芯实验有限公司试井队对东胜堡潜山油田进行脉冲和压力恢复试井，认识到该油藏为一个整体，断层不起分隔作用，属于同一压力系统。但各井组连通的好坏程度相差很大，油田具有非均质性和各向异

性的特征。

3）针对该油田的油藏类型为具边、底水非均质裂缝型潜山块状油藏的特点，在进行开发可行性研究的基础上，决定采用生产井距为500米的不规则井网，同时进行边缘底部注水：1987年以来，通过完善注采系统，实现了高产、稳产，油田日产量稳定在1100吨以上，采油速度保持在1.5%，油田压力基本稳定，1989年10月，测得压力为24.57兆帕。含水上升速度得到控制，油藏开发取得较好效果。

（2）静北中、上元古界石灰岩潜山油藏　为了搞好静北石灰岩潜山油藏的开发，进行多方面的地质研究工作

1）深化潜山地质结构的认识：1985年，完成了“大民屯凹陷静安堡北部中、上元古界古潜山地层及含油性研究”，指出地层的岩石性质、断层和潜山风化壳对储集层的影响，提出白云岩和石英岩是好的储集岩石，同时预测了高产带和远景区。

2）进行构造特征和裂缝的研究：随着地质工作的不断深入，发现构造裂缝对油层的控制作用十分明显，1987年完成了“静北潜山含油构造特征研究”，利用钻井、地层倾角测井资料，进一步明确静北石灰岩潜山的内部构造；应用吴尔夫—普洛宁图法对岩芯裂缝进行了密度统计，指出张性断裂带是油气富集的有利地带。

3）进行构造应力分析：静安堡石灰岩潜山平面上油气分布规律较难认识，通过1989年的工作，提出了下列看法：

第一，前第三纪断裂系统中的6条逆断层均为北倾，走向一致并与向斜轴走向大致平行。这些逆断层与向斜轴共同构成了前第三纪压性结构面，其它18条正断层和平移断层构成一套“x”型剪张性断层。应用力学的分析方法进行应力—应变分析，上述断裂系统符合贝克尔应变椭球体的力学机制。前第三纪构造系统中，受挤压的褶皱和大型逆断层发育，而且间距短。由于构造压应力强度大，不利于油气的富集。

第二，沙河街组四段沉积时期构造系统中的北东东走向的两条逆断层显示压性结构性质，北东、北西走向的14条断层显示剪张性结构性质。这些结构面组合成的构造系统很好的符合贝氏应变椭球体的力学机制。区域构造主压应力为北北西—南南东向。由于沙河街组四段沉积时期的构造系统挤压逆断层少、间距宽、断距小，且该时期构造压应力强度适中，有利于油气的富集。

油气主要富集在沙河街组四段沉积时期活动的各类断层带附近及断块的高部位。静北石灰岩潜山获工业油流的20口探井中，有75%位于沙河街组四段沉积时期发育的断层附近或直接为该时期活动的断层通过。

通过对构造应力分析，认清了含油分布及富集规律，为油田开发阶段的调整提供了依据。

通过工作还认识到，对本区不仅要进行构造应力分析，而且裂隙研究也是重要的方面。对裂隙的研究不能仅限于描述，要预测裂隙发育带，以指导勘探和开发。

（3）沙河街组三段砂岩油藏　静安堡油田是80年代中后期投入开发的新油田，新技术的推广和应用，使静安堡油田的开发建设从一开始就具有较高的水平。

1）利用地震信息等新技术、新方法确定新的含油圈闭：在研究中以地震信息为主，结合磁测、测井、钻井及周围地质资料，加强综合研究，落实含油圈闭，取得了较好的效果，大大缩短了勘探周期，探明和控制的石油地质储量为前期的4倍，提高了经济效益，为陆相小凹陷的勘探提供了经验。

2）沉积相和微观孔隙结构的研究深化了对地下油层的认识：油田地质基础研究工作已深入到对油层微观特征研究，它使储集层沉积环境、特征和沉积物的微观特征信息观察有机的结合起来，使油田地质工作做得更细更好，为油田开发提供可靠的地质依据。

为适应注水开发的需要，开展了小层岩相研究，提出沙河街组三段沉积是近物源、陆上—浅水环境下快速堆积的不稳定的扇三角洲沉积，属扇三角洲前缘—扇三角洲平原亚相，并划分出河道和分流间等微相。通过沉积相研究提出河道上游注水下游受效、在沙河街组三段第四岩性段薄层砂体叠加连片的大面积分布地区采用均匀井网，局部适当加密；在第三岩性段中，被河间泥分隔性强的河道砂分布地区，应采用灵活性强的注水开发井网的认识，对开发方针的确定都起到积极作用。

3）对高凝油特征及分布规律有了较深入的研究：类似静安堡油田的高凝油油藏，在国内外都是罕见的，对其成因与分布规律的研究，在指导勘探找油、确定开采方式等均有重要意义。主要认识有：

①被细菌微生物改造的高等植物中耐腐蚀物质和细菌微生物是高凝油主要生油母质来源。

②高凝油分布在大民屯凹陷北部和西部边缘正向二级带的主体部位。主要储集部位为扇三角洲前缘砂体，以分流河道砂为主的碎屑岩孔隙是主要的储集空间。

③高凝油溶解气量少，压缩系数小，溶解气和弹性能量低。应采取先期或早期注水补充能量开采。

④针对凝固点高的特点，保证原油流动条件、防止结蜡的开采工艺措施是正常开发此类油藏的关键。

4）认真取好第一性资料：方案编制和方案实施过程中，不失时机地取全取准第一性的静态和动态地质资料。通过认真及时地取好油层岩芯、分层试油、分析化验及各项试验资料，搞清了岩性、物性、电性、含油性及其相互关系，并于1986年10月在静67−49井进行密闭取芯，求得沙河街组三段油层的原始含油饱和度。为了提高岩芯样品实测含水饱和度的精度，对全部样品做了泥浆水浸入量计算，并对取样过程中散失水量作了校正。与此同时，研究了储集层岩性、物性、孔隙结构与油层含水饱和度的关系。

第十四节　大 洼 油 田

一、概况

1.基本情况

大洼油田地处辽宁省盘锦市大洼县，在大洼县城西2.5公里处。其构造位置属于西部凹陷清水洼陷清东陡坡带的中部、大洼断层的西侧。

1987年5月，通过对地震资料的重新解释，在大洼主断层西侧发现一个狭长的封闭断块。同年11月24日，洼16井开钻，次年1月21日发现良好油气显示，在2222.02～2253.98米井段（东营组）进行全裸眼中途测试，获得自喷高产油气流，日产油142.05吨，天然气14173立方米，遂发现了大洼油田。

该油田含油层系主要为下第三系东营组（马圈子油层），沙河街组仅有两口井见油层。

为了加快勘探、开发的速度，采用250米三角形井网整体部署滚动勘探开发。至1989年底，共完钻各类井72口，其中资料井及见显示取芯井10口，取芯进尺557.03米，岩芯

长 515.96 米，平均岩芯收获率为 92.63%。试油 9 口井 36 层。

到 1989 年 9 月底，投产油井 57 口，试注井 2 口，平均日产油 814.7 吨，单井平均日产油 13.8 吨。

2.主要石油地质特征

(1) 沉积特征

1) 地层:

太古界: 目前仅揭露 23 米混合花岗岩，与上覆中生界呈不整合接触。

中生界: 揭露岩性主要为红色泥岩、砂砾岩，统称“红层”。厚度为 0～80 米，与上覆新生界呈不整合接触。

新生界下第三系:

房身泡组: 灰黑色玄武岩、蚀变玄武岩。厚约 0～33 米，与上覆地层呈不整合接触。

沙河街组三段: 厚层状褐灰色泥岩夹浅灰色砂岩。厚约 0～142 米，与上覆地层呈不整合接触。

沙河街组一、二段: 灰色泥岩与浅灰色砂岩呈互层状分布。厚约 250 米。

东营组: 岩性主要为浅灰色泥岩夹浅灰色中粗粒砂岩和黑色碳质页岩。厚约 1700 米。

上第三系: 为一套浅灰色厚块状砾岩夹杂色泥岩。厚约 600 米。

第四系: 岩性主要为杂色粘土和砂层。厚约 200 米。

2) 主要目的层的层组划分: 大洼油田含油层位主要为东营组，在纵向上依其岩性、电性特征，可确定出 5 个对比标志层。在层组划分上采用了以沉积旋回为基础，古生物资料为依据，对比标志作控制的原则，把东营组地层自下而上分成三段。

东营组三段 (厚度 800 米):

主要为浅灰色泥岩、黑色炭质页岩夹细粒砂岩。上部砂质岩较发育，中部岩性较细，下部炭质页岩较发育，砂质岩较致密。

东营组二段 (厚度 400～500 米):

为灰、绿灰色泥岩夹中、细粒砂岩。上部砂质岩发育，单砂层厚约 3～6 米。中下部砂质岩不发育，砂层占地层厚度的 21%。

东营组一段 (厚约 500 米):

该段地层砂岩十分发育，为块状砂砾岩和中、粗粒砂岩夹灰绿色泥岩。电性曲线多呈单峰状高电阻。

3) 储集层特征: 从岩芯分析资料上可以看出，储集层中碎屑部分总体含量占 90.3%。其中石英含量为 43.3%，长石含量为 35%，岩屑含量为 12%，属岩屑质长石砂岩类。

胶结物主要为泥质，含量为 9.7%。胶结类型以孔隙式为主。

岩石颗粒磨圆度以次圆状为主，分选系数一般在 1.3～1.78，粒度中值平均为 0.16 毫米。

储集层韵律以正韵律为主。沉积构造有槽状交错层理、板状交错层理和平行层理。单砂层厚 2～3 米，属中—薄层状类型。

粘土矿物主要由高岭石、蒙脱石、伊利石组成，砂岩中的粘土矿物以高岭石为主，占 64%，蒙脱石占 14.3%，伊利石占 15.2%。泥岩中蒙脱石占 43.9%，高岭石占 39.5%。

4) 相带划分及砂体特征: 沉积相类型属于三角洲前缘的分支流河道和侧缘微相。

分支流河道沉积为下粗上细的正韵律，岩性主要为粗砂一细砂。沉积构造以小型槽状交

错层理、板状交错层理为主。电性上感应曲线一般具厚层或厚指状低感应值特征。河道边部为2—3个层叠加组成。电测感应曲线形态多为齿箱状。

侧缘薄层砂体由多个粉砂岩、泥质粉砂岩薄互层组成，单层厚度为1～2米，甚至几厘米。

沿大洼断层的下降盘长期发育着一条向西南方向流的主干河道，一直延伸到海外河地区。由于古河道往复变迁，纵向上继承性差，造成不同时期砂体发育状况有较大的差异。东营组三段砂岩比较发育，砂层连通系数一般在45%～49%。东营组二段沉积早期，局部地区有残留的河道砂体，部分地区为薄互层状的粉砂岩沉积。砂层占地层厚度的15%，砂层连通系数为27%。东营组二段沉积末期，河道砂体比较发育，砂层占地层厚度的35%，砂层连通系数为58%。到了东营组一段沉积时期，河道砂体发育达到旺盛时期。

(2) 构造特征　大洼油田是由大洼断层牵引而形成的断鼻构造。构造的形成具有继承性和长期性。从东营组三段顶界构造图上可以看出，构造高点位于洼16、洼20、洼14等井附近。地层以西倾为主，倾角5°～9°，闭合面积11.84平方公里，闭合高度250～260米。

目前区内共发育13条正断层，主要是北东、北西方向两组。整个油田被这两组断层交叉切割成16个网格状小断块。最大断块面积约2.17平方公里，最小断块面积0.2平方公里，断块平均面积为0.74平方公里，属于小断块油田（图1-11-21)。

断层的活动时期，除大洼断层外，主要在东营组沉积末期。断面倾角陡，一般为60°～70°。每一条断层对油气的分布均有一定的控制作用。由于断层的纵横交错，使构造进一步破碎和复杂化。

大洼断层是该油田的东部边界断层，走向北东、倾向北西，断面上陡下缓，倾角40°～50°，断距400～500米，是长期发育的正断层。在它的控制作用下，构造的形态由东营组沉积早期的断鼻状逐步演变成长轴背斜型。构造高点位置摆动不大，构造的形成具有继承性。

(3) 储集层物性　储集空间以粒间孔为主。碎屑颗粒多呈游离、支架状排列。自生矿物附着在颗粒表面，有的分散在颗粒之间。

储集层属细喉、中孔隙类型。最大孔宽209微米，平均孔宽80.8微米。孔隙连通状况中等，配位数一般在2左右。喉道细，最大连通孔喉半径一般为2～10微米，喉道均值为0.4～4微米，均质系数一般在0.23～0.25，喉道分选基本属于均匀型。

储集层物性属中、高渗透储集层。空气渗透率平均为721×10^{-3}二次方微米，孔隙度平均为25%。在纵向上自上而下物性变差。层内、层间非均质程度差异不明显，均质程度为0.42，非均质系数为2.37。

(4) 油气水分布与油气藏类型　该区油层主要为褐黄色中、粗粒砂岩，埋深一般在1700～2800米。油层在纵向上分布不集中，主力油层为东营组二段，次为一段。单井最大油层厚68.2米，最小油层厚1.5米；最大气层厚40.2米，最小气层厚1.4米，其分布特征主要有：

①含油井段长，连续含油井段长达1000米。

②油层属中—厚层状，单层厚度大于4米的占油层厚度的32%，层厚2～4米的占油层厚度的40%。

③油气分布主要受构造和古河道砂体的控制。该区储集层以河道砂体为主，古河道宽100米左右，河道砂呈北东—南西向展布。由于河道的摆动使不同时期河道砂分布的位置发

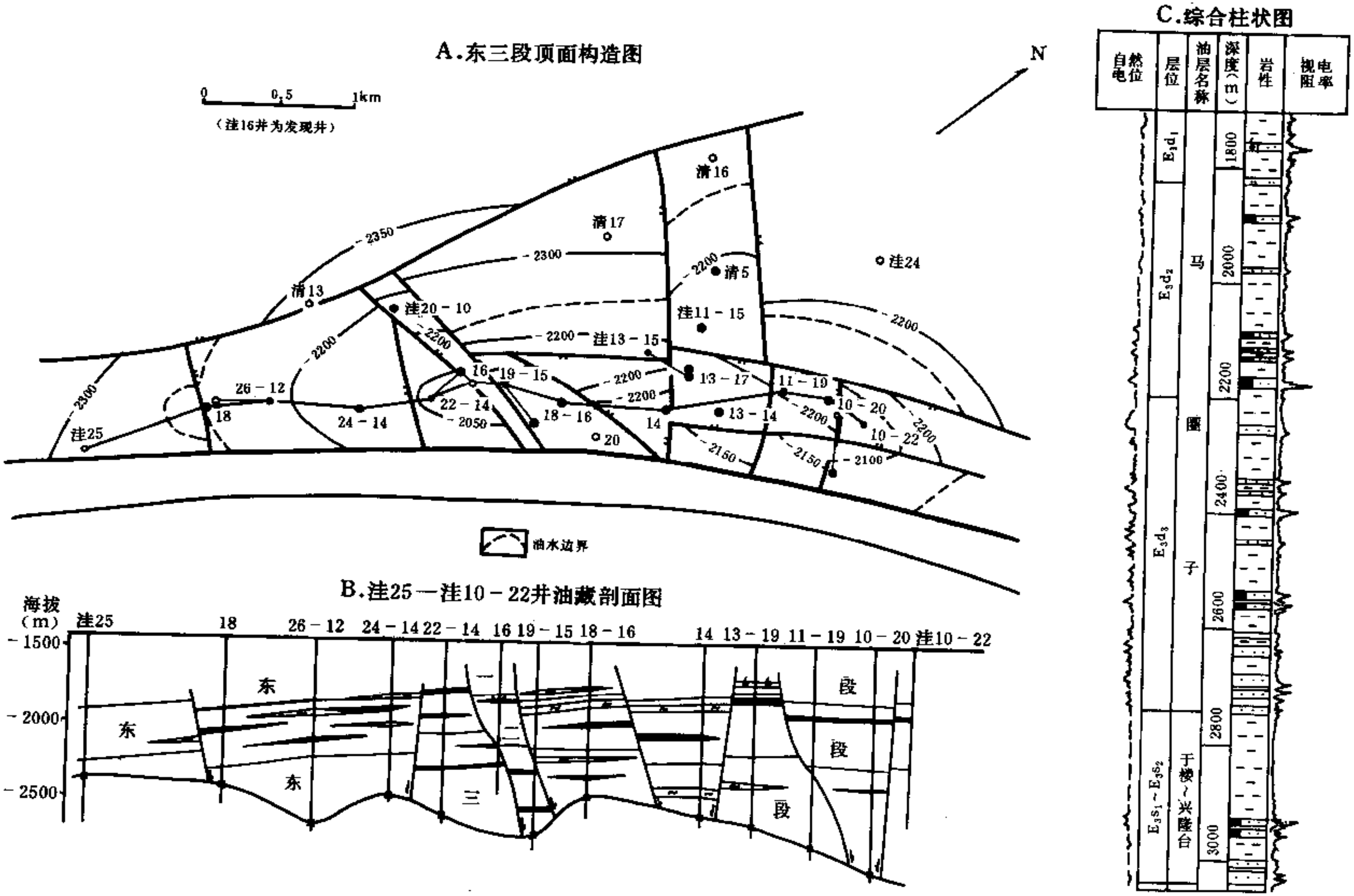


图 1-11-21 大洼油田综合成果图

生变化，对油气在平面上的分布起着控制作用。

从构造发育特征来看，断鼻构造的形成具有长期继承性，对各个时期油气的聚集均有控制作用。因此，在构造高部位，河道砂发育地区是油气的富集区。

④油气藏类型属于构造—岩性油气藏。油气主要受构造和岩性的双重控制为构造—岩性圈闭。特点是在构造背景控制的前提下，纵向上多个河道砂体叠加连片分布。油气藏单元小，油水关系复杂，没有统一的油、气、水界面。

⑤油层温度和压力系统。大洼油田地温梯度每百米为3.51℃，经回归得出相关式：

$$t=0.0351D+1.8815 \quad r: 0.9970$$

地层压力系数为0.0967兆帕／10米，经回归得出压力与深度相关式为：

$$p=0.00967D-0.25 \quad r: 0.9782$$

式中 D——油层中部深度，m；

t——油层温度，℃；

p——地层压力，MPa；

r——相关系数。

(5) 流体性质

①地面原油密度（20℃）为0.84～0.93克每立方厘米，原油粘度（50℃）为44.32毫帕·秒，凝固点在-8°～26℃之间，含蜡量为5.3%～10.68%，沥青加胶质含量为9.6%～21.24%。地下原油粘度为0.5～20.5毫帕·秒，原油体积系数为1.147～1.461，原始油气比为192～44立方米每吨，饱和压力为15.74～21.12兆帕（见表1-11-52、1-11-53）。

表1-11-52 地面原油性质表

层位	ρ_o (g／cm³) (20℃)	μ_{oa} (mPa·s) (50℃)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	胶质+沥青质 (%)
$E_3d_2^1$	0.925	107.67	-5.3	6.1	24.1
$E_3d_2^2$	0.8951	20.85	7.82	7.52	16.94
E_3d_3	0.8333	4.44	23.72	11.3	10.00
E_3d	0.8845	44.32	8.75	8.31	17.01

表1-11-53 地下原油性质表

层位	ρ_o (g／cm³)	μ_o (mPa·s)	β_o	P_b (MPa)
$E_3d_2^1$	0.846	19.5	1.157	16.33
$E_3d_2^2$	0.729	3.6	1.266	18.3
$E_3d_3^1$	0.642	<0.5	1.461	21.55
平均	0.778		1.252	

②天然气为湿气，相对密度为0.58～0.73，甲烷含量为80%～95%（见表1-11-54）。

表1-11-54　天然气性质表

层位	相对密度	CH_4 (%)	C_2H_6 (%)	C_3H_8 (%)
E_3d_2		95.65	3.02	0.24
E_3d_3	0.7108	81.56	8.82	5.38
平均	0.6465	88.61	5.92	2.81

③地层水为碳酸氢钠型，总矿化度随地层埋深增加而增加（见表1-11-55）。

表1-11-55　油田水性质表

层位	Cl^- (mg／L)	HCO_3^- (mg／L)	总矿化度 (mg／L)	水型
E_3d_2	707.84	2429.67	4148.02	$NaHCO_3$
E_3d_3	1320.33	3039.599	6635.93	$NaHCO_3$
平均	1014.09	2734.63	5391.98	$NaHCO_3$

二、油田勘探、开发及地质研究简况

大洼油田为小断块油田，由于采用了滚动勘探开发的方式，实现了当年发现、当年勘探、当年投入开发。该区地质情况复杂，工作难度大，但由于地质研究工作紧密结合生产，做到边研究、边部署、边调整，提高了钻探成功率。

1.对以前各种资料重新认识，发现了大洼构造

1987年以前，大洼构造一直属于中央凸起南部倾没带的一部分，位于大洼断层的东侧。

该带在70年代初部署了一批井，因没有获得工业油流而中止钻探。为了找稀油，1980年开始，再次钻探，在井位部署上主要围绕潜山翼部、斜坡超覆部位部署探井，也没有钻出好形势。

1985年～1986年，为了进一步加强勘探工作，完成模拟多次覆盖地震测线约1000公里，数字地震测线900公里，资料质量有了明显提高。在此基础上，充分应用地震、钻井、化验等分析资料，进行构造特征、沉积条件、油源和圈闭类型等方面的研究。1987年5月，发现大洼主断层西侧在两条北东方向断层夹持下的狭长封闭断块，主要目的层是沙河街组一段，次为东营组和沙河街组三段，同年部署1口评价井（洼16井）。

2.第一口探井见油后，整体部署，优先实施控制井

1988年2月9日洼16井完钻以后，在这一地区进行了三维地震面积测量，进一步落实

构造形态，三维地震解释成果揭示，洼16块实际上是大洼主断层下降盘上伸向清水洼陷的鼻状构造，是清东陡坡带的一部分。含油层主要为东营组，而不是沙河街组一段。为了尽快形成生产能力，依据整体部署、分批实施、优先实施控制井的部署原则，完成布井方案。部署井位时以洼16井为中心，采用350米井距布各类井65口。初步估计油井40口，注水井20口。在关键部位确定4口井作为控制井优先实施，并把其井场扩大为丛式井钻井平台。在取资料上，控制井要求进行地层测试，见油层取芯，并取全各种参数。控制井完井要进行地层倾角测井，为分析砂体变化提供依据。洼16井完钻后，尽快进行试油、试采、分层认识油层，以取得压力及合理产能资料。

3.根据控制井钻探情况，及时落实构造，选准主攻方向，调整井位部署

1988年上半年，4口控制井相继完钻。通过对钻井和地震资料综合分析和研究，明确构造高点在洼16井、洼14井附近，油气主要集中分布在构造高部位。洼18井以南，构造位置较低，含油气情况较差，原部署的28口井不宜实施。为了提高钻探成功率，高效、快速拿下有利地区，钻机主要集中在洼16井、洼14井一带进行钻探。

1988年下半年，集中8～10部钻机进行勘探，到年底全油田已完30井口，投产24口井，日产原油461.8吨，为完成1988年原油产量任务作出了一定贡献。

4.完善注采井网，同时外扩探边，扩大含油面积

1989年2月，为了加快开发的速度，进行了井别方案的编制和储量计算工作。

根据油层分布状况和对地下情况的认识，决定分上、下两套层系进行开采。采用250米三角形井网，注采方式采用四点法。在开发井网比较完善的断块进行注水试验工作，以望取得各种参数，为全面投入注水开发提供经验。

在主力区块投入开发的同时，加强外扩、探边工作。探边井——清5井获得良好的油气显示，含油面积又扩大1平方公里。

5.为维持油田稳产，调整原来的井别方案

随着资料的增加，对地下的认识更加清楚。大洼油田构造复杂、断块多、断块面积小，油水关系复杂，油气分布不但受构造控制，河道砂对其控制作用也非常明显。到1989年9月底，已完钻72口井，试注井2口，投产油井59口，原油日产已达814.7吨。从第四季度开始，原油日产量开始逐月下降，平均月递减速度为10%。

为了维持油田稳产和适应地下特点，1989年底，对原来的井别方案进行调整，首先在具备注水开发条件的6个块中进行系统调整。目前调整方案正在实施中。

第十二章　下辽河坳陷含油气评价

随着下辽河坳陷油气勘探的不断深入，油气资源评价工作经历了由定性到定量的发展过程。

第一节　不同时期油气评价概况

一、早期评价工作（1966年以前）

50年代中期至60年代中期，地质部在下辽河坳陷作了一些地球物理综合勘探和13口中深井钻探工作，并在东部凹陷获油气显示及工业性油气流，西部凹陷获油气显示。

通过上述工作，对下辽河坳陷的初步定性评价为：

①下辽河坳陷是渤海湾含油气区的组成部分，与济阳、黄骅坳陷具有相似的地层和油气层。

②基岩埋深一般在3000～5000米，西部地区可达6000米，沉积岩厚度大，主要勘探目的层是下第三系。

③坳陷内下第三系为一套湖相碎屑岩沉积，砂、泥岩互层，暗色泥岩发育，有机质丰富，生油指标高，生油条件好；砂岩多、储集层发育，一般占地层厚度的20%～50%；砂岩常成组出现与泥岩段间互，可形成良好的生、储、盖组合。

④储油构造多。坳陷按断裂及基底起伏，划分为6个一级构造单元，在凹陷中有许多局部构造，东部凹陷最为发育，凹陷中央构造分布成带：荣兴屯、大平房、黄金带、热河台、欧里坨子等构造；凹陷东侧有三界泡、牛居构造；西侧有榆树台、桃园构造。这些构造为油气聚集提供空间。

⑤油气性质好。辽3井原油密度0.83克每立方厘米（20℃），凝固点19℃，含硫量0.23%，粘度（50℃）12毫帕·秒。辽6井天然气中甲烷含量95.75%，乙烷、丙烷、丁烷含量1.6%，氮2.46%，氢0.23%，氧0.41%。

根据物探及探井资料分析，认为下辽河坳陷是一个很有远景的含油气盆地。分凹陷的初步评价是：

东部凹陷生油条件好，构造圈闭多，是最有远景的凹陷，定为Ⅰ类。

西部及大民屯凹陷，未见明显构造圈闭，定为Ⅱ类。

东部及西部斜坡（后改为凸起），生油及圈闭条件均差，定为Ⅲ类（图1-12-1）。

地质部基于上述认识，即在东部凹陷部署探井，到1966年，共钻探井13口，有12口位于东部凹陷，在下第三系的5个构造（荣兴屯，大平房，热河台，欧里坨子，牛居）7口井获得工业性油气流或油气流。

二、70年代初期评价工作（1967～1974）

1967年，石油工业部接替了地质部在下辽河坳陷的石油天然气勘探。到1969年，新钻探井23口，其中21口位于东部凹陷。然而，西部凹陷的兴1井、兴2井获工业油气流，特别是兴1井初期日产达150多吨，揭示了西部凹陷具有更好的含油气远景。1970年至1972

年间，对三个凹陷作地震连片测量，对凹陷轮廓结构和二级构造带的面貌有了进一步认识，新发现31个局部构造，为区域广探奠定了基础，为油气资源评价提供了依据。

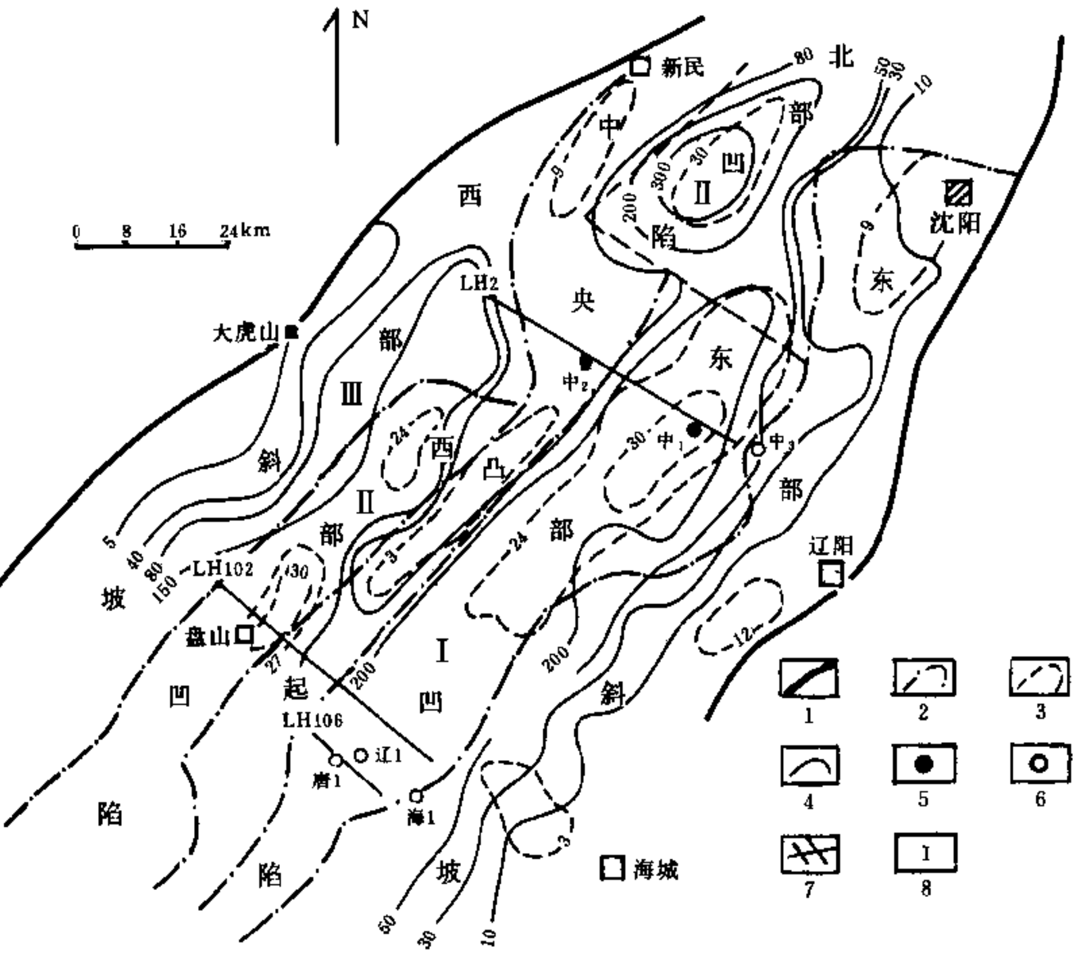


图1-12-1　下辽河坳陷综合评价图（依地质部第二普查队，1964）

1—盆地边界；2—凹陷边界；3—重力等值线；4—电测深曲线；5—完钻中深孔；6—设计探井；7—地震测线；8—评价等级

这阶段的油气资源评价，是在逐步深化盆地区域地质与油田地质特征认识的基础上，对不同凹陷、二级构造带作含油气远景的地质评价和石油资源量的初步估算。

1.对坳陷整体的主要认识与基本评价

(1) 东断西超是凹陷的基本结构　东侧边界大断层，长期发育，多期活动，使凹陷呈明显的箕状形态。在宏观上控制了沉积的发育、二级构造带的展布和油气聚集特点。

(2) 坳陷内具有北东、北西走向的两组断裂系统　北东走向的断层延伸长、断距大、活动期长，控制二级构造带的形成，并为北西走向断层切割，以至在地质构造、油气聚集等方面均具有东西分带、南北分段的特点。并决定了油气运移以垂向为主，侧向为辅。

(3) 下辽河坳陷是多凹陷、多沉降中心的盆地，据其发育特点可分成四种类型。

1) 古凹陷：如大民屯凹陷，沙河街组下部为巨厚的暗色岩系，厚度在1000米以上，是最有利的生油岩系。

2）长期发育的继承性洼陷：如驾掌寺、盘山洼陷，自沙河街组到东营组沉积时期长期发育，最有利于油气的生成、保存。洼陷西侧的构造带也是最有利的油气聚集带。

3）早期下降幅度不大，晚期强烈下降的洼陷，如二界沟洼陷。主要是沙河街组一段上部沉积以后急剧下降，这类洼陷有利于中浅层油气藏形成。

4）晚期洼陷：如台安洼陷，根据岳1井的钻探资料，认为它主要是东营组沉积时期的洼陷。这类洼陷的油气生成主要依赖于东营组沉积的条件。

同时认为沙河街组三段是西部和大民屯凹陷最好的生油层。多洼陷、多沉降中心决定了多油源，使各个断裂构造带都具有较好的油源补给条件。

(4) 二级断裂构造带是油气聚集的基本单元　该区构造运动的主要表现形式是断裂活动，由北东向主干断裂控制，伴随有北西向断层，形成交错的二级构造带，且具有相似的沉积条件、圈闭类型、古构造发育条件，油气的运移、聚集、保存条件。在一个二级带内，高低断块均含油，只是油气富集程度有差异。

(5) 下辽河坳陷的基本地质特征主要为

①生油洼陷多、小、深，生油区分散，决定了油气生成富而广，总有效勘探面积大。

②沉积物源多、方向多、岩性岩相变化大，储集类型多。

③在油气运移上，除初期侧向运移外，纵向运移、多期运移、重新分配作用强，不仅平面上油气分布十分广泛，而且纵向上可形成多层重叠。

由于对这一油气运移特点的认识，大大开阔了下辽河坳陷的勘探领域，从而提高了坳陷的含油气远景评价。

2.以凹陷为单元的地质评价

(1) 西部凹陷　在地质部勘探阶段，由于物探工作量少，资料缺乏，早期评价的结论是西部凹陷不及东部凹陷。随着工作的深入，资料的积累，西部凹陷越来越显示出它具备更为优越的石油地质条件，主要表现为：

①凹陷面积大，比东部凹陷开阔；

②生油层厚度大，质量好，有沙河街组三段与一段两套生油岩系，油气资源丰富；

③二级构造带多，面积大，勘探领域广；

④具有良好的生储盖组合；

⑤有多套勘探目的层系，当时已发现东营组、沙河街组一段、二段、三段上部四套含油层系。

基于这一评价，导致了主要勘探力量由东部凹陷转向西部凹陷的战略转移，1973年，高速度实现这一战略转移，从而为勘探、开发较高速度的发展奠定了基础。

(2) 大民屯凹陷　在1970年开始的地震连片测量的基础上，于1971年开始钻探。认为该凹陷面积虽小（约700平方公里），但沉降幅度大，沉积岩厚度达4500米，属于早期发育的凹陷。在沙河街组三段沉积时期长期处于深水相沉积环境，沉积了约700米厚的黑色泥岩，且有良好的油气储集空间，石油地质条件优越。

截至1972年10月，钻探了5个构造，都有油气层，并在三个构造上获工业油气流，认为是一个小而肥的凹陷。

3.以二级构造带为单元的油气远景评价

根据当时的勘探实践，对盆地内已发现的二级构造带的地质条件进行了综合分析，把其含油气远景评价分为三类：

第一类：很有希望的二级构造带，具备下列三个条件：

①勘探已获得工业油气流，勘探成功率高；

②地质条件良好，生、运、储、圈四大成油条件均很有利；

③后备勘探地区广阔。

属这一类的有5个二级构造带，总面积达940平方公里，其中局部构造面积为407.5平方公里。

第二类：有希望的二级构造带，即已获得工业性油气流；地质条件较有利于油气藏的形成，构造比较落实，近期可以开展预探的二级构造带，属这一类的有6个，总面积达1140平方公里。

第三类：勘探程度低，地质条件不够清楚的二级构造带，但值得进一步勘探，共有4个，总面积达973平方公里（表1–12–1）。

表1–12–1 下辽河坳陷二级构造带油气远景评价表(1974年以前)

评价类别		二级构造带		局部构造	
		名　称	面积（km^2）	个　数	面积（km^2）
第一类		兴隆台—鸳鸯沟断阶构造带	400	9	193.8
		热河台—黄金带构造带	100	7	51.0
		大民屯—前当铺构造带	140	5	78.0
		牛居—青龙台构造带	100	2	35.5
		中央凸起南部倾没带	200	5	49.2
	合计	5个	940	27	407.5
第二类		高升—西八千斜坡鼻状构造带	650		
		静安堡—大荒地断阶构造带	100		
		桃园—荣兴屯构造带	80		
		三台子—曹台构造带	60		
		兴隆桥—永胜构造带	70		
		三界泡—油燕沟构造带	180		
	合计	6个	1140		
第三类		冷东断阶带	168		
		兴城堡断阶带	71		
		董家岗超覆带	454		
		中央凸起南段	280		
	合计	4个	973		
总　计		15个二级带	3053		

根据对二级构造带的评价，当时预测下辽河坳陷构造—断块油藏的远景地质储量颇为可观。

三、70年代中—后期油气评价工作（1975–1980）

70年代中到后期是油气勘探的重要发展时期，随着形势的发展，勘探队伍壮大、技术水平提高、实验手段增加，积累了丰富的资料，生油研究及其它综合研究的加强，深化了对地质特征的认识，推动了油气资源评价工作的发展，使之由定性评价进入初步定量评价阶段。采用盆地类比法、氯仿沥青"A"法、圈闭法等多种方法预测油气资源量；对潜山及下第三系分层系进行了评价，同时对三个凹陷及其主要探区作分区评价，及时指导了勘探的实践。

1.下第三系的含油远景评价

(1) 1975年的地质认识与评价

1）坳陷的基本地质结构：认为下辽河坳陷基本地质结构是东断西超（剥）。而不同阶段因边界断层发育特征的差异造成基本结构在纵向上的变化。边界断层主要经历三个时期：沙河街组三、四段沉积时期为发生期，沙河街组一段至东营组沉积时期为发展期，馆陶组沉积时期为衰亡期。随之盆地也经历了由断陷期、断坳期、乃至坳陷期的不同发展阶段，形成不同的油气聚集类型。认为斜坡带是有利油气聚集区。而就整体而言，中央背斜构造带油气资源丰富，含油气远景仍然优于斜坡地区。

由于在凹陷的发育过程中，湖盆的边界（即古岸线）随时间变化而迁移，可造成不同时期有利含油岩相带在较大范围内的叠合连片分布。

2）油气分布规律：认为下辽河坳陷的基本特点是多凹多凸，凹陷长期分隔，下第三系沉积是以凹陷为单元，生油量的大小、生、储、盖条件的好坏、油气的运移、聚集均受凹陷所控制；油气聚集的基本单元是构造岩相带，这比前阶段仅从构造圈闭角度来认识问题前进了一步。从而提出了以凹陷为基础，以构造岩相带为单元的分区地质评价的观点。

3）生油层研究：运用分散沥青含量、卟啉和正构烷烃等地球化学指标来研究生油岩的质和量，提高了可靠程度。确认沙河街组三段暗色泥岩有机质丰富、质量好，是主要生油层，沙河街组一段是重要生油层。

4）远景储量的预测：在此阶段采用岩石中残余的分散沥青总量来研究生油量，开始了定量评价。

(2) 1977年以后的地质认识与评价　1975年至1976年是下辽河勘探史上重要的转折时期，西部凹陷西斜坡大面积地层油藏的发现，导致勘探重点的第二次战略转移，主要勘探力量向西斜坡集中。在系统的综合研究方面亦随之有所加强，并形成了以下主要观点：

1）三个凹陷的基本形态是单断箕状地堑：凹陷的发生发育受一侧基底断层的控制，断层的分段性、基底古地形的复杂性、断块活动的差异性，使凹陷内部也有强烈的分隔性，形成多个沉降中心。

2）下第三系具有明显的多旋回、快速沉降、快速沉积的特点：形成了有多套生、储、盖组合和多种类型储集体。而近物源、多物源快速沉积的特性，又导致坳陷内各储集层具有成熟度低、在纵横方向上岩性、物性都有较大变化的共性。

3）明确划分出斜坡型、同生构造型、潜山型和断阶型等四种类型的18个二级构造带：这种二级构造带作为油气聚集的基本单元有其统一性的一面，同时又有不同层系、不同断块之间差异性的一面，这种特点集中表现为它是多断块、多油气层和多油气藏类型复杂的综合

体。

4）资源预测：当时曾用四种方法预测盆地的油气资源：

①分散沥青法：本次测算总资源量值与1975年的相近，但东部凹陷、大民屯凹陷有明显降低，反映了当时对三个凹陷的地质评价的差异。

②盆地类比法：选择外国勘探程度高、油气资源丰富的洛杉矶盆地进行了类比。在类比中，关键是确定二者是否属同类型盆地及其主要类比参数。从已有资料看，洛杉矶盆地是位于圣安得烈斯断裂带的一个属侏罗纪回返的小型含油气盆地，其基底由前白垩系的中生界变质岩及花岗岩组成，主要目的层是第三系上中新统与下上新统海相砂岩，与下辽河坳陷有明显的区别；在参数上，似乎不能按每平方公里生油岩体积为2：1，而推出每平方公里生油岩的储量之比亦为2：1。类比依据欠妥。

③采用改进了的沥青法预测西部凹陷远景地质储量：1978年，以后期成油说理论为基础，对西部凹陷的生油问题进行初步探讨，通过对生油岩热演化研究，得出西部凹陷的古地温在72℃时开始生油，92℃时大量生油，把西部凹陷划出陈家向斜、清水向斜和鸳鸯沟向斜三个油源区作分别计算。计算方法是采用华北油田刘宝泉介绍的生油量计算法，即改进了的沥青法。

上述方法计算，相当沥青法计算结果的70%，可能偏低。说明当时的认识和探索尚有局限性。

④各类圈闭的石油远景资源预测：在1978至1979年期间，曾多次用圈闭法估算和预测坳陷石油资源，其方法大致如下：

第一，以二级构造带或洼陷为单元进行估计。

第二，对盆地内各类圈闭进行分凹陷、分层系的分析，划分出已获得工业油流未算储量的圈闭、落实的圈闭、尚未落实的圈闭等类型，分别作不同程度的估算预测。其中西部凹陷约占70%，东部凹陷约占20%，大民屯凹陷约占10%。

2.潜山油气评价

下辽河坳陷潜山勘探是于1972年在兴隆台油田揭开的。兴213井在“可疑沙四段”和太古界花岗岩中获得日产油110吨、天然气80万立方米的高产油气流，为潜山勘探展示了良好的前景，此后组成潜山专题研究组，对坳陷内的潜山展开含油远景的评价。

（1）1976年对潜山的初步评价

1）区域构造背景分析：根据区域构造及边缘浅孔资料推测，盆地第三系基底主要是太古界花岗岩等变质岩系，局部地区有中上元古界、古生界或中生界。

西部凹陷（西部斜坡），在斜坡背景上存在三个基岩鼻状隆起向凹陷倾没。高升西北的徐家围子隆起，在拉拉屯X_{35}孔、X_{63}孔钻遇中上元古界白云质石灰岩，孙家窝棚的台1孔钻穿侏罗系后，钻遇中上元古界石灰岩。杜家台西北的南二家屯及欢喜岭西北的下洼子隆起则均钻遇太古界的花岗岩及花岗片麻岩。因此，推测高升地区可能有中、上元古界石灰岩分布，其它绝大部分则为太古界。

中央凸起（辽中隆起）为基岩隆起。

东部凹陷（东部斜坡），据中3孔、310孔及油1井、界1井、牛14井等资料，均钻达中生界，说明凹陷内中生界分布较广泛，但有厚薄区别。

大民屯凹陷，基底主要为太古界花岗片麻岩、而凹陷西侧在新民附近有中上元古界石灰岩。上述基底组成，对形成潜山是有利的。

2）潜山的分类和含油远景评价：当时根据潜山的时代、岩性、形态及盖层发育特点，将盆地内潜山划分为三类十种型式：

①太古界花岗岩、花岗片麻岩潜山带，有五种型式：

兴隆台式：背斜型，潜山为太古界，其上为沙河街组四段覆盖。如兴隆台、腰岗子、前当堡、大荒地。

欢喜岭式：鼻状型，潜山及盖层同上。

冷东式：断阶型，潜山及盖层同上。如冷东，头台等。

曹台式：地垒型，潜山及盖层同上。

海外河式：背斜型，潜山为太古界花岗岩，盖层为东营组。如海外河、榆树台、赵家街等。

②侏罗—白垩系火山岩及碎屑岩潜山，其潜山为上侏罗—下白垩统碎屑岩及火山岩，盖层为沙河街组四段以上地层。有两种型式：

高升式：鼻状型，如高升。

三界泡式：背斜型，盖层为沙河街组三段—东营组，如三界泡、油燕沟。

③复合类型潜山，其特点是中生界潜山叠置在太古界古潜山之上。有三种型式：

西八千式：地垒型，潜山为中生界砂泥岩和太古界花岗片麻岩，盖层为沙河街组四段以上地层，如西八千。

茨榆坨式：地垒型，潜山为中生界火山岩和太古界花岗片麻岩，盖层是沙河街组三段以上地层，如茨榆坨。

古城子式：地垒型，潜山为中生界火山岩或古生界石灰岩、页岩或太古界花岗岩，盖层为上第三系。如古城子潜山。

在上述分类的基础上，按生、储、盖组合、圈闭条件及油源条件，对各类各潜山作出含油远景评价。其结果是：

兴隆台、腰岗子—前当堡、大荒地和曹台潜山带为Ⅰ类，是有良好远景的潜山带，其特点是：有良好的圈闭条件，为背斜型或地垒状圈闭，生、储、盖组合好，潜山多为生油层覆盖，处于生油洼陷的中央或边缘，油源补给条件较好。

三界泡、油燕沟、茨榆坨、西八千、青龙台和欢喜岭潜山带为Ⅱ类有远景的潜山带，一般构造比较落实，为背斜、地垒或鼻状圈闭，生、储、盖组合较有利，但多位于凹陷边缘，油源补给条件稍差。

海外河、冷东、头台、高升和古城子潜山带为Ⅲ类潜山带。主要是构造不落实，缺乏好的圈闭和生、储、盖组合条件，油源补给条件亦差（表1−12−2）。

(2) 1978～1980年的潜山研究与地质评价　到1978年为止，下辽河坳陷共钻探10个潜山，就当时揭露的储集层看，有7个是太古界花岗岩，3个是中生界火山岩。但根据区域地质背景看，应有三种类型（表1−12−3）。

在对潜山评价方面，按潜山储集体与主要生油岩系的组合方式分成三类：

Ⅰ类为有利潜山，潜山储集体直接为生油岩覆盖或包围，即直接覆盖式。

Ⅱ类为较有利潜山，即间接覆盖式。

Ⅲ类为有远景潜山，即潜山储集体未被主要生油岩覆盖，或目前情况不清（表1−12−4）。

这一时期，在华北任丘石灰岩潜山获高产油流的启发下，加强了在下辽河坳陷寻找石灰

表 1-12-2　下辽河坳陷潜山类型及评价简表

类型		序号	潜山带名称	局部山头名称	潜山顶面形态	区域构造位置	潜山地层时代	盖层		勘探程度		综合评价
								层位	生油条件	地震	钻井	
太古界花岗岩类	兴隆台式	1	兴隆台	兴隆台	背斜	凹中	Ar	$E_{2-3}s$、E_3d	好	较落实	已钻 22 口井均见油气显示，其中 213 井获千吨级高产	I
				马圈子	背斜		Ar	$E_{2-3}s$、E_3d	好	较落实		
		2	腰岗子—前当堡	腰岗子—前当堡	背斜	凹中	Ar	$E_{2-3}s$	好	较落实	沈 7 井钻至 Ar，无显示	I
		3	大荒地	大荒地	背斜	凹中	Ar	E_2s	好	较落实	2 口井钻至 Ar，一口井见显示	I
	海外河式	4	赵家街	赵家街	背斜	中凸倾没端	Ar	E_3d		落实	6 口井钻至 Ar，均无显示	III
			榆树台	榆树台	背斜		Ar	E_3d				III
			海外河	海外河	背斜		Ar	E_3d				III
	冷东式	5	冷东	冷东	断阶	凹边	Ar	E_2s	好	较落实	3 口井钻至沙四，无显示	III
		6	头台	头台	断阶	凹边	Ar	E_2s	较好	较落实	只钻 1 口井，基岩无显示	III
承前	欢喜岭式	7	欢喜岭	欢喜岭	鼻状	凹边	Ar	E_2s	好	较落实	已钻欢 8 井 Ar，无显示	II
	曹台式	8	曹台	曹台	垒状	凹边	Ar	E_2s	较好	较落实	2 口井钻至 Ar，均见显示	I
中生界岩类	三界泡式	9	油燕沟	油燕沟	背斜	凹边	Mz	E_3s	较好	较落实	5 口井钻至 Mz—口井见显示	II
		10	三界泡	三界泡	背斜	凹边	Mz	E_3s	较好	较落实	只钻界 1 井，中生界见显示	II
		11	青龙台	青龙台	背斜	凹边	Mz	E_2s	较好	较落实		II
	高升式	12	高升	高升	鼻状	凹边	Mz	E_2s	好	较落实		III
太古界、中生界复合类	茨榆坨式	13	茨榆坨	茨榆坨	垒状	凹中	Mz、Ar	$E_{2-3}s$	较好	较落实	牛 14、彭 2 钻至 Ar，牛 14Ar、Mz 见显示，龙 4 井钻至 Mz，无显示	II
	古城子式	14	古城子	古城子	垒状		Mz、Pz、Ar	Ng				III
	西八千式	15	西八千	西八千	垒状		Mz、Ar	$E_{2-3}s$	较好	较落实		III

表 1-12-3　潜山分类表

潜山类型	太古界花岗岩潜山			中生界火山岩潜山		古生界石灰岩潜山	合　计
	覆盖式		天窗式	直接覆盖式	天窗式		
	直接	间接					
潜山名称	兴隆台 齐　家 欢喜岭 曹　台	腰岗子 大荒地	海外河	茨榆坨	油燕沟 三界泡		
个数	4	2	1	1	2		10

岩潜山的研究工作，根据区域地质条件分析，主要预测两个地区：

(1) 东部凹陷中段东侧可能存在古生界石灰岩潜山，其理由是：其一，从区域地质看，太子河向斜可能延伸至盆地东侧，而太子河向斜有巨厚的寒武—奥陶系分布。其二，在盆地东侧的中、新生代地层覆盖区，浅孔广泛钻遇寒武—奥陶系石灰岩，界1井东侧17公里的120孔于787.66米钻遇奥陶系石灰岩。其三，航磁异常表明，太子河负异常呈东西方向展布并向盆地延伸，反映古生界石灰岩可能向西延伸。其四，在下辽河坳陷东部凹陷北部地区地震资料上存在三个构造层，第三套反映古生界石灰岩的分布，而在青龙台东侧122.4和三界泡地区的102°地震测线都不同程度显示第三套构造层的存在，推测存在石灰岩潜山，从而提高了三界泡深层潜山的评价。

表 1-12-4　辽河盆地古潜山评价表

序号	潜山名称	储集体岩性	沙三段生油岩系覆盖厚度(m)	沙三段生油岩系侧向接触高度(m)	油气显示	评价级别
1	兴隆台	$E_{1\sim2}f$ 火山岩 Ar 花岗岩	347 (兴 86) 861 (兴 89)	350	获工业油气流	有利
2	齐　家	Ar 花岗岩	651 (齐 2-21-6) 1107 (齐 19)	E_2s_3 280(齐 9 断层) E_2s_3 与 Ar 160(齐 2-21-6 断层)	获工业油气流	
3	欢喜岭	Ar 花岗岩	552 (欢 36) 633(欢 2-18-6)	E_2s_3 与 Ar 260～540 E_2s_3 与 $M_3$100～160	见油层	
4	茨榆坨	Mz 火山岩 Ar 花岗岩	106 (牛 14)、2025 (龙 4)	东侧 700，西侧 150	见油层	
5	曹　台	Ar 花岗岩	242 (沈 47)、403 (沈 41)	1260	见油层	
6	静岗子	Ar 花岗岩	542.5 (沈 7)	100～150	未　见	较有利
7	大荒地	Ar 花岗岩	735.5 (沈 32)、790 (沈 87)	不清	见显示	
8	三界泡	Mz 火山岩 Pz_1 石灰岩		西侧 $E_{1\sim2}f$ 与 Mz 约 100 米	见显示	有远景
9	油燕沟	Mz 火山岩		不清	见显示	
10	海外河	Ar 花岗岩		不清	未　见	

经1979年的钻探，证实这一认识与评价是正确的，只是界3井未见良好油气显示。

2) 西部凹陷西北部可能存在元古界石灰岩潜山：通过周边踏勘和浅孔资料分析，已证实存在中、上元古界石灰岩，并建立了前中生代基底的地层层序、预测在下倾方向（即向东）可能有雾迷山组，通过复查大量已钻井的录井资料，发现曙4-5-23等井可能已钻达该层位，这就为本区寻找中、上元古界石灰岩潜山提供了依据。经钻探和老井重新试油，在曙古1及曙4-5-23井均获高产油流，这是下辽河坳陷潜山勘探上的一次重大突破，从而进一步促进了对潜山的研究和评价工作。进而在曙光—高升地区发现了胡家、曙光、盘山等高、中、低三个石灰岩潜山带17个断块山，新增潜山圈闭面积101.9平方公里，扩大了新的勘

探领域。

主要认识与评价是:

①曙光、高升地区潜山的基本地质特征是断块山（或断鼻山）。它主要受北东走向的西倾断层控制，在斜坡背景上东西方向成排，北东方向成带分布。

②长期隆起，剥蚀的潜山为早第三纪凹陷的生油层覆盖，形成良好的生、储、盖组合，有利于潜山油藏的形成。

③中低潜山带是寻找油气的最有利地区。该带不仅构造落实，而且位于元古界有利的岩性分区，(为雾迷山组石灰岩)，从生、储、盖、圈、运、保等成油要素分析，亦是中低潜山最为有利。

(3) 根据上述认识，对本区三个潜山带 17 个潜山评价如下

一类潜山：为曙古 1 潜山，圈闭面积 17.4 平方公里已控制含油面积。

二类潜山：有曙 13 东、曙古 14、曙古 32、曙古 36、曙古 3、曙 71、长兴岗 Ⅰ 号、Ⅱ号，以及低潜山带的曙古 19、盘山、雷家等共 11 个潜山。圈闭面积 67 平方公里。

三类潜山：主要是胡家高潜山带的曙 14 可能潜山，曙 32 东可能潜山，高升 Ⅰ 号，Ⅱ号及中潜山带的东莲花山太古界潜山等 5 个，圈闭面积 17.5 平方公里（图 1-12-2）。

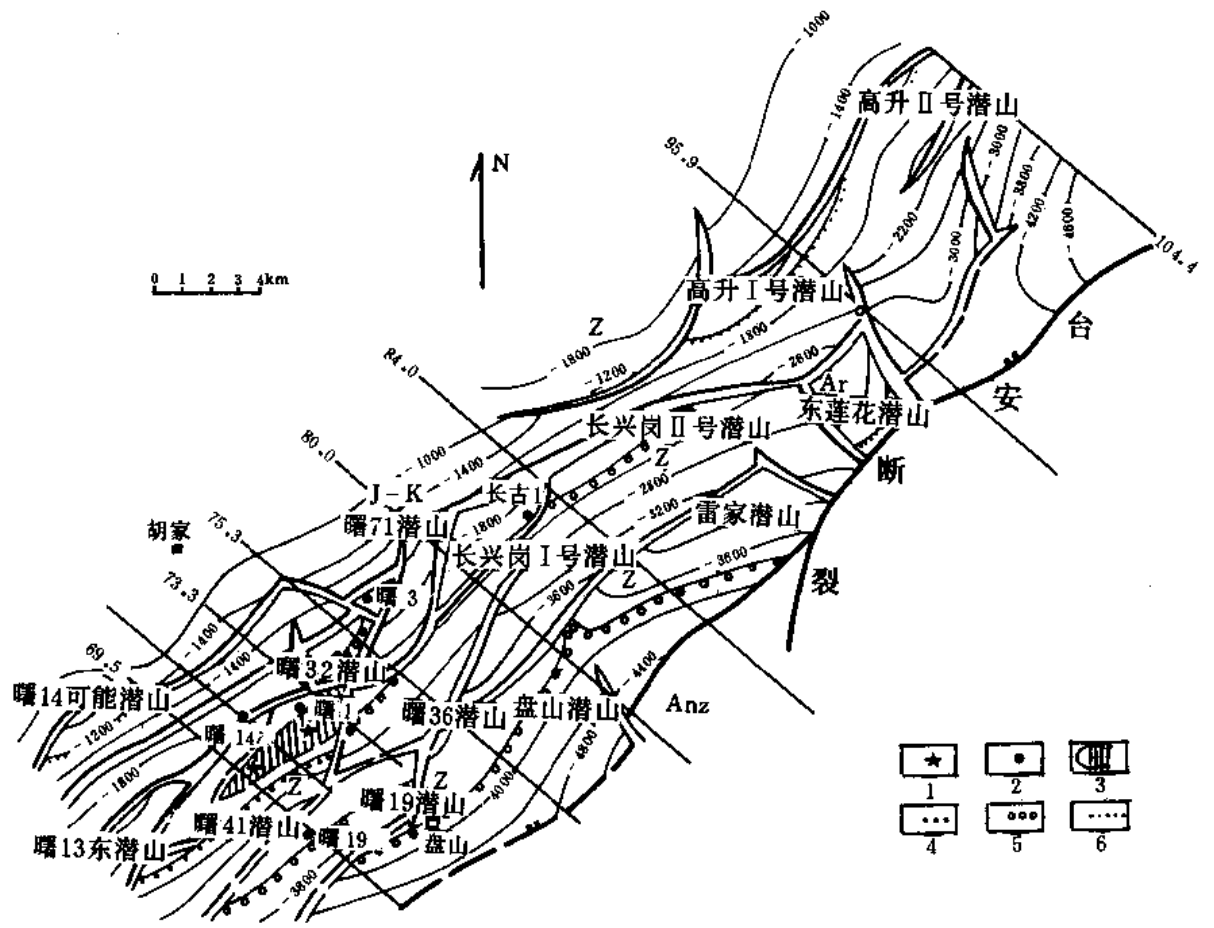


图 1-12-2　曙光—高升地区潜山综合评价图

1—高产井；2—钻遇中上元古界完钻井；3—已控制含油面积；4—一类潜山；5—二类潜山；6—三类潜山

(4) 对三个凹陷的评价

1) 西部凹陷：是一个长期发育的典型箕状凹陷，不同时期的湖盆都较开阔，生、储、盖组合条件好，有多种类型的油气圈闭，具有最优越的石油地质条件：

①生油层发育，生油母质质量好，油源充足，物质基础雄厚，有沙河街组四段上部—三段、沙河街组一段两套生油层，其中前者为主要生油层，分布面积1870平方公里，占凹陷面积的81%，后者生油岩面积亦达1770平方公里，占凹陷面积的76%，生油层平均厚度分别为500米和200米。生油母质以低等生物为主，富含甲藻。由于凹陷长期发育，生油层埋藏深，主要生油层沙河街组四段上部到三段埋深均超过2000米，有利于油气生成。

②储集类型多，生储盖配置好。储集类型有花岗片麻岩，白云质石灰岩，鲕状石灰岩及砂岩。主要储集层是砂岩，在沉积的不同时期，纵向上的多旋回，横向上岸线及沉积中心的迁移，使砂岩沉积体具有继承性发育和平面迁移的特点，奠定了多层次生、储、盖组合和大面积分布的基础。

③圈闭类型多，油气散失少。潜山分布广泛，初步查明全凹陷有8个潜山带23个山头，圈闭面积在236平方公里以上；下第三系构造带成排分布，有断阶型，中央断裂背斜型和早凹后坡的斜坡型等各类构造带。形成众多的构造圈闭，此外还发育多种岩性尖灭的非构造圈闭，为油气聚集提供了广阔的空间。

④多种油气藏叠加、复合，形成油气富集区（带）。综上所述，西部凹陷是下辽河坳陷三个凹陷中石油地质条件最优越，油气资源最丰富，勘探领域最广阔的凹陷。

2) 东部凹陷：也是一个长期发育的凹陷，但晚于西部凹陷，缺失沙河街组四段上部沉积，生油层以沙河街组三段为主，一段次之，各项地球化学指标亦不及西部凹陷。此外另有两个明显特点：一是凹陷深陷带狭窄，有效生油岩分布范围相对较小；二是火山活动频繁，火山岩多层分布，严重影响对深层沙河街组三段地质特征的认识。但就当时的勘探程度看，东部凹陷储集层发育，二级构造带众多，是盆地内第二位的油气富集区。对各构造带的评价大致可分成两类：

①牛居—青龙台、欧利坨子—黄金带、桃园—大平房、小龙湾、荣兴屯构造带及茨榆坨、油燕沟潜山带及中央凸起南部倾没带为一类构造带。

②界东、大湾、董家岗、沈旦堡、驾掌寺断阶等构造带及三界泡潜山带为二类构造带。

3)大民屯凹陷：是一个早期发育晚期衰退的凹陷，有沙河街组四段上部—三段的生油层。有丰富的有机质，但生油母质含较多的陆源植物，不及西部凹陷。凹陷面积小，储集层发育，二级构造带位于生油洼陷周围，有利于油气聚集，但原油性质多为高含蜡、高凝固点原油。由于勘探工作在1975年以后基本停止，研究不够深入，评价亦较低，地层、构造、油气水关系均未搞清，还有待进一步勘探，深化对大民屯凹陷的认识和评价。另一方面认为大民屯凹陷亦有潜山分布，如曹台、大荒地潜山，而根据新民等地浅孔资料，还可能有中、上元古界石灰岩分布，推测在凹陷西侧边界大断层附近和凹陷东侧的马三家子附近是寻找石灰岩潜山的有利地区。

(5) 重点探区的分区评价

1) 对西部凹陷西斜坡的评价：该区至1975年7月共完井18口，资料反映：

①存在多套含油层系，上台阶单一，下台阶多达五套，而第五套油层（即杜家台油层）油气显示十分广泛，达300平方公里，有大面积含油连片分布的特点；

②生储盖条件及组合条件很好，即有巨厚的生油岩，又有大面积分布的储油层，它们呈

多层组合出现。

③有良好的圈闭条件。在斜坡背景上自北而南有高升、曙光、杜家台、齐家、欢喜岭和西八千等鼻状构造，而在欢喜岭、西八千鼻状构造的倾没部位，又发现一连串的构造高点，其闭合面积达200平方公里；

④地温梯度高，对油气转化极为有利；

⑤主要油层的厚度大，平均在20～30米，含油井段集中，砂层全部充满油，具有地层油藏的特点，油井产量中等至偏高。

由此认为：西斜坡具有大面积含油的可能性。

在以后的三年中，随着勘探的发展，对西斜坡地质特征的认识不断深化，主要表现在以下几方面：

其一，西斜坡不是一个简单的缓坡，它具有复杂的基底结构和形态特征，在斜坡总背景上，除三个大型古隆起外，还发育成排成带的断块山，它们均不同程度地影响下第三系的沉积和盖层构造的形态。

其二，区域性的斜坡，早期发育的北东走向的西倾断层对杜家台油层的油气遮挡，有利于油气的聚集与富集。

其三，早期超覆，晚期退覆为主的沉积过程，提供了良好的生、储条件。

其四，圈闭类型多，形成早，与成油期配合好，有利于油气的大规模聚集，在斜坡上有潜山、地层超覆、构造断块、滚动背斜、断鼻、地层不整合及岩性等多种圈闭类型，有利于圈闭油气。

其五，西斜坡是一个多种油气藏类型相结合的巨型复式油气聚集带。

2）对西部凹陷南部地区的评价：西部凹陷南部地区包括欢喜岭，双台子、鸳鸯沟构造带及清水洼陷，面积约800平方公里，这是凹陷内单断箕状地堑最典型的地区，东侧大洼断层落差大，第三系最大厚度超过6000米，清水洼陷是主要生油区。西侧是长期发育为断层复杂化的大型斜坡，两者之间是双台子背斜构造带和鸳鸯沟断鼻构造带。

该区湖盆开阔，不同时期的砂岩沉积体随沉积中心的东迁而迁移，生油层、储集层均发育，并有良好的配置关系。

上述区域地质条件，使本区成为一个地下条件十分优越的含油气区。

四、80年代以来的油气评价工作

1.概况

随着石油的勘探迅速发展，油气资源评价工作越来越被人们重视。遵照石油工业部的统一安排和具体要求，辽河石油勘探局自1981～1985年投入较大的力量，在各专题研究的基础上进行较为系统、全面的油气资源评价工作。以凹陷为单元进行分层系（潜山与下三系）、分区块地质评价。针对不同情况，采用多种方法进行预测。与此同时，还对辽宁省境内的一部分中生代沉积盆地（如阜新等盆地和辽东湾极浅海区）进行了早期油气资源评价和含油远景的地质评价工作。

2.主要认识与评价

（1）箕形凹陷油气藏形成序列的建立　通过对西部凹陷西斜坡内带的齐家地区油气藏的研究，对那些储量较大、具有代表意义的主要油气藏，建立了油气藏形成序列，其空间分布自下而上为：

A.前第三系潜山油气藏

B.沙河街组四段地层超覆和地垒断块油气藏。

C.沙河街组三段岩性、断层—岩性油气藏。

D.沙河街组二段和一段滚动背斜、断块油气藏。

E.东营组滚动背斜、岩性油气藏。

此外，在双台子、马圈子等局部地区还存在东营组的扭动构造—岩性油藏，形成时间晚于E序列，定其为F序列。A、B、C、D、E、F油藏序列，是下辽河坳陷在不同时期的断裂作用下形成的箕形凹陷油气藏的序列，齐家地区的油气藏是典型代表（图1-12-3）。

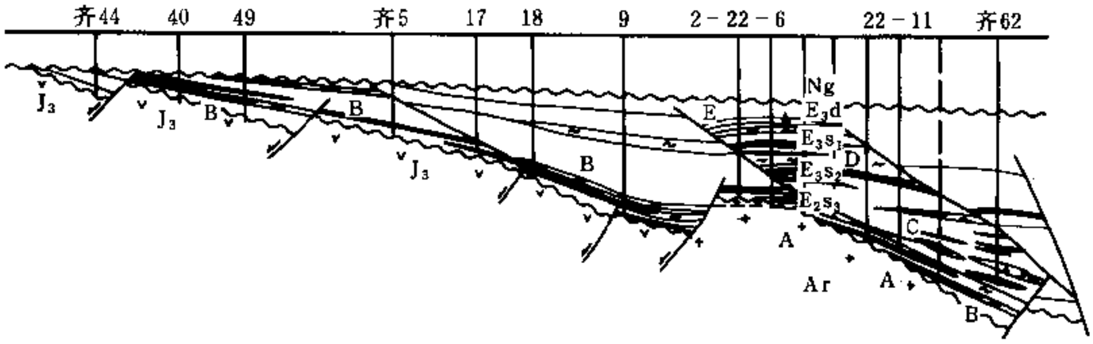


图1-12-3　齐家及其上台阶油气藏序列图

A—前第三系潜山油气藏；B—沙河街组四段地层超覆和地垒断地油气藏；C—沙河街组三段岩性、断块—岩性油气藏；D—沙河街组一、二段滚动背斜、断块油气藏；E—东营组滚动背斜、岩性油气藏

上述油藏序列在空间的分布及发育程度，与断裂发育及构造演化特点密切相关。在下辽河坳陷的各凹陷之间，由于构造活动及其演化存在着相似性，使该形成序列具有普遍意义，各凹陷基本遵循这一序列；另一方面，各凹陷又有自己的特点，特别是凹陷发育史、断裂活动期及其组合方式的差异，又影响着油藏序列的完整性。

例如，西部凹陷发育最完整，箕状形态最典型，各期断裂均发育，因此，油藏序列亦最完整；而东部凹陷、大民屯凹陷则多出现不完整的油藏序列。大民屯凹陷以A、B序列油藏为主，局部存在D序列。东部凹陷则基本上不存在B序列油藏。即使在同一凹陷的不同部位，由于内部在沉积、构造及断裂活动等方面的差异，导致油藏序列在横向上的变化，以西部凹陷的西斜坡为例，其下倾部位的B、C序列地层超覆型油藏，至斜坡上倾部位，则相应出现的是地层不整合油藏。

(2) 小凹陷油气聚集的基本特点　下辽河坳陷是小型含油气盆地，有三个互相分隔的下第三系凹陷，凹陷总面积6660平方公里，最小的大民屯凹陷面积只有800平方公里，这种小凹陷油气聚集的基本特点，主要表现为油气分布的广泛性和分带性。

多物源，大坡降，快速沉降的沉积条件和多旋回沉积特征，形成多层次，多类型沉积体系，由小凹陷的湖盆边缘向中心推进，甚至可以直达湖心。它们与泥岩间互、或插入生油层之中。这些砂岩储集体面积小、个数多、岩相及厚度变化大，以致在凹陷的各个部位，都可形成不同类型的油气圈闭和相应的油气藏。不同层位的油气藏的叠合连片，使小凹陷的油气聚集具有“整凹陷含油”，广泛分布的特点。大民屯凹陷已显示了“整凹陷含油”的油气分布面貌。另一方面又决定了油气分布相对富集的分带性。在凹陷的缓坡带、中央深陷带、陡坡

带，由于构造、沉积发育的差异，各自具有自己的油气圈闭和油气藏组合。甚至在每一个油气聚集带内，可由几十个到上百个不同形态，成因各异的油气藏组合成一个多层次、多油气藏的复合体。我们将这种复合体称之为复式油气聚集带。它们受控于主干断裂系统，多呈北北东向展布。根据构造、沉积发育历史及油气藏组合，将坳陷内已知复式油气聚集带归纳为五种基本类型：

1）缓坡型复式油气聚集带：以西部凹陷的西斜坡为代表。这是一种大型复式油气聚集带，具有油源充足、组合配置好、圈闭类型多的优越石油地质条件（参见图 1-12-3）。

属于这一类型的有大民屯凹陷的网户屯—大民屯缓坡，东部凹陷的董家岗缓坡。

2）中央背斜复式油气聚集带：箕状凹陷中央深陷带是各种类型背斜构造发育区，它们置身于生油区，属洼中之隆，有充足的油源和多种油气圈闭，储层发育，是坳陷内重要的复式油气聚集带类型。按背斜的成因，又可分为低潜山—披覆背斜型（如兴隆台，静安堡等）和滑落挤压背斜型（如双台子、牛居、黄金带等）。

兴隆台在构造主体部位已发现 A、C、D、E 序列油气藏；马圈子地区主要有 C、D、E、F 序列油气藏，两翼主要有 C、D 序列油气藏（图 1-12-4）。同类型的还有静安堡复式油气聚集带。

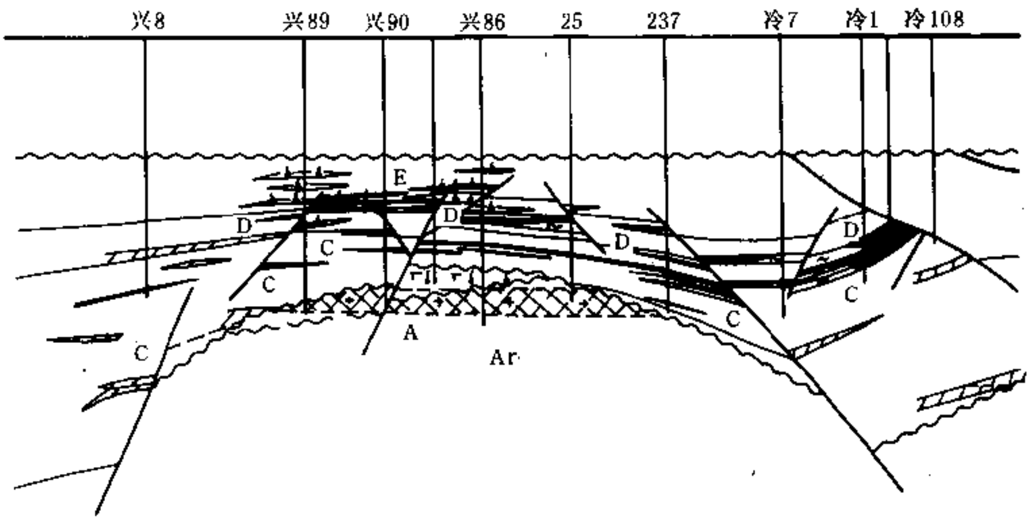


图 1-12-4　中央低潜山复式油气聚集带示意图

（A、C、D……等含义见图 1-12-3 说明）

此外，滑落挤压型在东部和西部凹陷较多，它们的共同特点是缺 A、B 序列油气藏，普遍具有含油井段长、层系多的特点，是重要的复式油气聚集带类型。

盆地内还存在由于塑性泥岩上拱、刺穿，引起上覆层形态改变而成的背斜复式油气聚集带。如大民屯凹陷荣胜堡洼陷西侧，已发现这一类型，但对这一类型的油气分布规律，还有待进一步认识。

3）陡坡型复式油气聚集带：法哈牛位于大民屯凹陷东侧，被一组平行断层切割，基底与盖层呈台阶状（图 1-12-5），沙河街组三段为断鼻形态。目前已在花岗岩阶状潜山和沙河街组三段获工业油气流。主要发育 A、C 序列油藏；其北段曹台地区，沙河街组四段覆盖在花岗岩地垒山以上，出现 A、B 序列油藏（高凝油）。

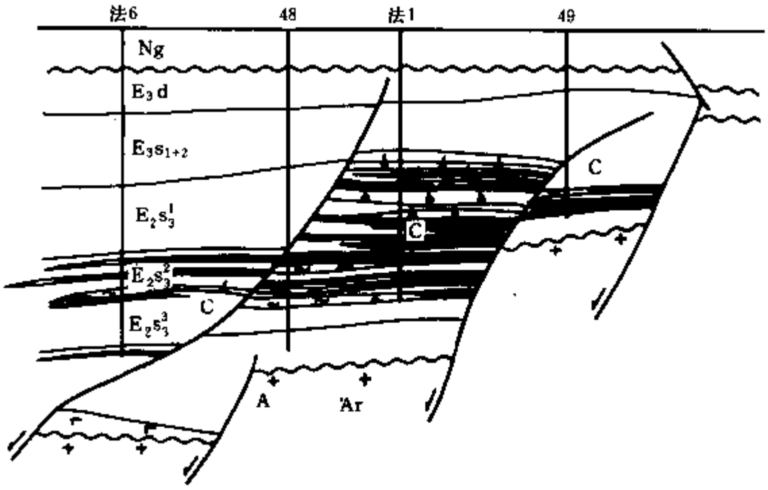


图 1-12-5　陡坡型复式油气聚集带示意图

(图例同图 1-12-4)

西部凹陷陡坡带的冷东断阶已钻探，在逆断层的上下盘，发现 C、D 序列油藏。

东部凹陷陡坡勘探程度尚低，有待进一步认识。

总之，这类复式油气聚集带，勘探程度低，从地质条件分析和已有成果看，是不可忽视的勘探领域。

4）高凸起潜山复式油气聚集带：这类潜山在沙河街组一段或东营组沉积早期才被覆盖。其上覆层为披覆构造，可以形成潜山、构造、断块地层超覆和岩性油气藏。海外河潜山就属这一类型。沙河街组超覆在潜山四周，东营组披覆其上（图 1-12-6）。目前仅在东营组获工业油气流，其北部大洼地区也发现稠油油藏，预计在潜山带的两翼可能存在断块，地层超覆，岩性等 B、C、D、E 序列油藏。

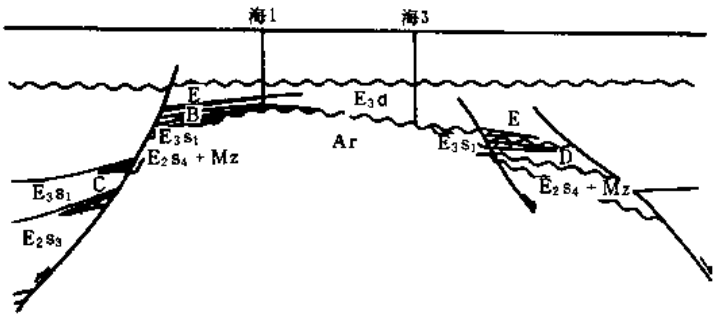


图 1-12-6　高凸起潜山复式油气聚集带

(图例同图 1-12-4)

属于这一类型的还有茨榆坨、油燕沟等。由于披覆时间晚，盖层条件差，油气富集不如低潜山油气聚集带。

5）凹槽复式油气聚集带：在箕状凹陷深陷带除中央背斜构造带外，多呈负向凹槽形态。生油层发育，凹陷两侧不同时期的储集体伸入其中，形成众多岩性圈闭的隐蔽油气藏，在一定面积内叠合连片。目前，大民屯凹陷的荣胜堡凹槽中已初见成效，可望首先突破。

综上所述，在下辽河坳陷下第三系三个凹陷中，都有多个不同类型的复式油气聚集带，组成三个复式的油气聚集区。不同凹陷的相同部位，有相类似的复式油气聚集带和油藏序列；在同一凹陷的不同部位，不同类型的复式油气聚集带呈有规律的分布，构成箕状凹陷油藏的空间分布模式（图 1–12–7）。

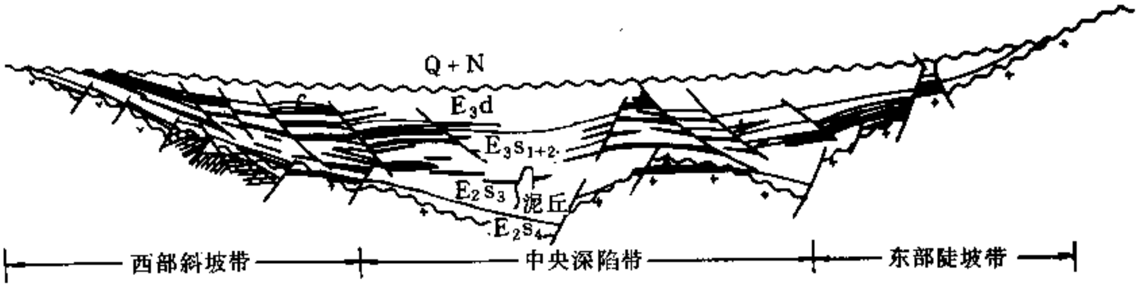


图 1–12–7　下辽河坳陷油藏模式图

（图例同图 1–12–4）

（3）对大民屯凹陷的新认识与评价　早期曾用残烃法预测石油资源为 0.8 亿吨。80 年代以来，随着勘探技术的提高和地质理论的发展，对大民屯凹陷作出重新评价。

1）采用新技术、新工艺，深化认识：首先，从凹陷整体出发，开展模拟 12 次和数字 24 次覆盖地震详查，并进行水平叠加，叠加偏移、瞬时频率、伪声速测井等处理和油气藏地震模拟、连续频谱分析等多种研究，深化了对凹陷基本地质结构的认识；查明基底最大埋深为 6600 米，潜山广泛存在，进一步划分了二级构造带，在荣胜堡洼陷还发现泥丘底辟构造（图 1–12–8）。

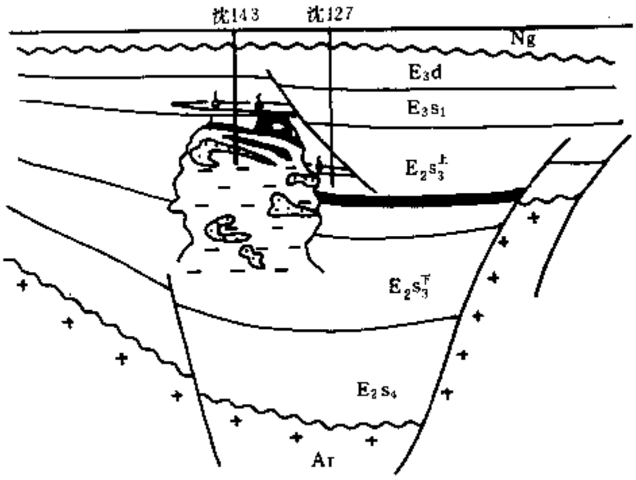


图 1–12–8　沈 143 井泥丘刺穿构造剖面图

其次，加强地质综合研究和评价，选择有利圈闭优先钻探，先后在东胜堡、静安堡、静北石灰岩潜山，获井日产均达百吨以上高产工业油气流。胜 10、11（花岗岩），安 67、74、81、（石灰岩）相继出现日产千吨以上的高产井，开创了大民屯凹陷潜山勘探新局面。

用地震地层学方法开展研究，扩大下第三系勘探新领域，大民屯凹陷已成为有多种类型油气藏叠加连片的复式油气聚集区。

2）重新评价大民屯凹陷的含油远景：大民屯凹陷面积只有 800 平方公里，早期地震资料品质差，基底面貌不清，确定基岩最大埋深只有 4000 米，误认为是小而浅的凹陷，加上高凝油采油工艺不过关，潜力不大；通过模拟多次覆盖和数字地震工作，发现本凹陷面积虽小，沉积厚度很大，有着良好的生成油气地质条件和含油气远景。

综合研究表明，大民屯凹陷是一个早期发育后期衰退的残留型凹陷。晚始新世，湖盆快速沉陷，广泛发育的油页岩、褐灰色泥岩等湖相生油气岩系，几乎覆盖全区，厚度为 400~

600 米，属混合型干酪根，经各种地球化学指标分析，生油岩大致埋深达 2200～2500 米就已处于成熟状态，用热模拟法预测凹陷石油资源量相当丰富。从而坚定了进一步寻找油气的信心。经重新评价表明，它确实是小而肥的凹陷，拥有丰富的油气资源。

第二节　下辽河坳陷油气资源预测

对下辽河坳陷的油气资源采用不同方法进行定量预测。其中用以干酪根热降解成油说为依据的热模拟法、热模拟法的蒙托卡洛运算、齐波夫图解法、圈闭评价法等进行了预测，参数的选择根据该区的实测资料数据及类似地区的对比确定。

以热模拟法为例，分地区计算结果，西部凹陷占总资源量的 60.86%左右，东部凹陷为 21.73%，大民屯凹陷为 17.39%左右；同时也曾按层组进行计算，现仅举残余生油概率曲线及齐波夫图解示其趋势以了解其概要（图 1-12-9，图 1-12-10）。

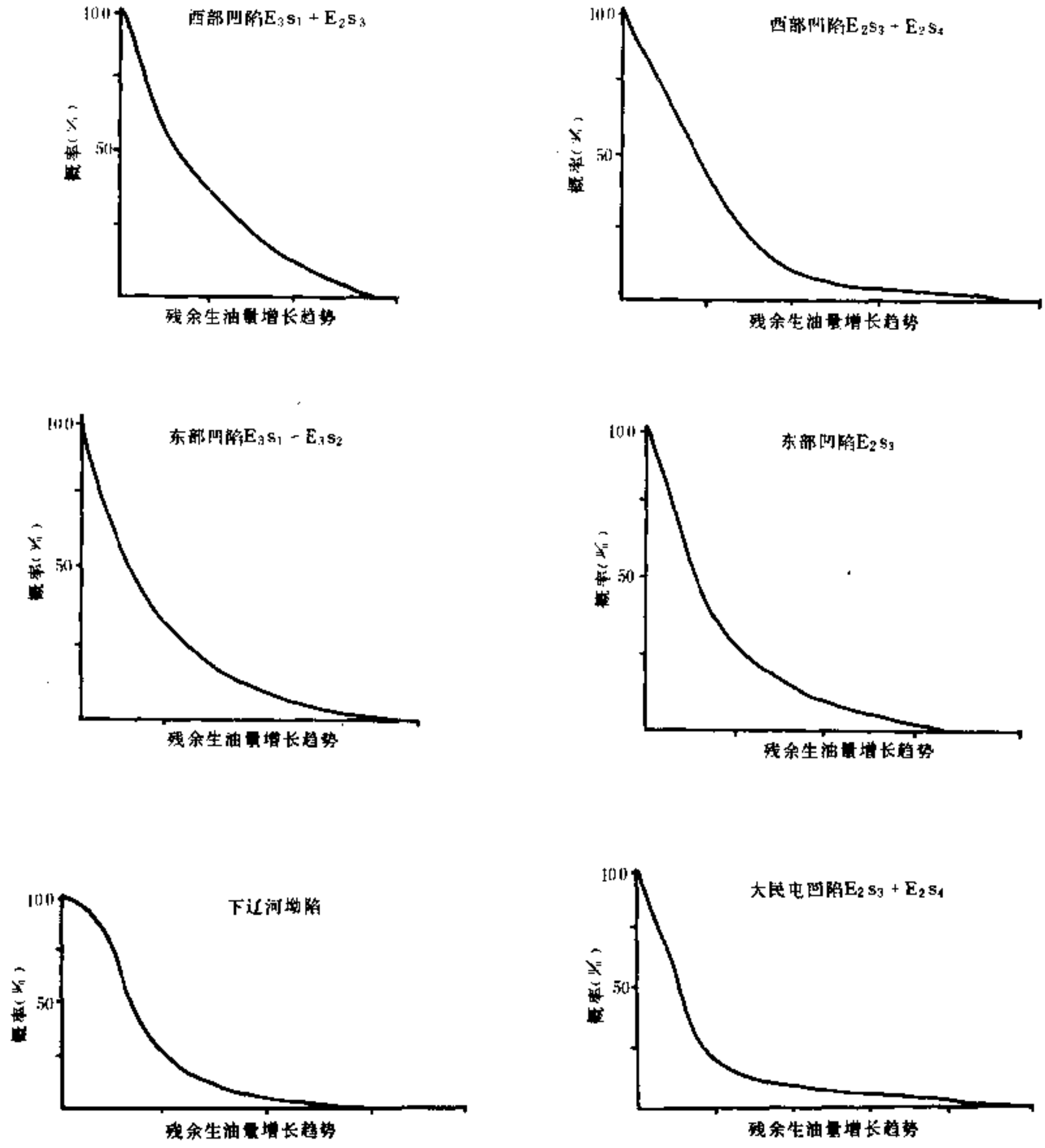


图 1-12-9　下辽河坳陷分层残余生油量累积概率曲线图

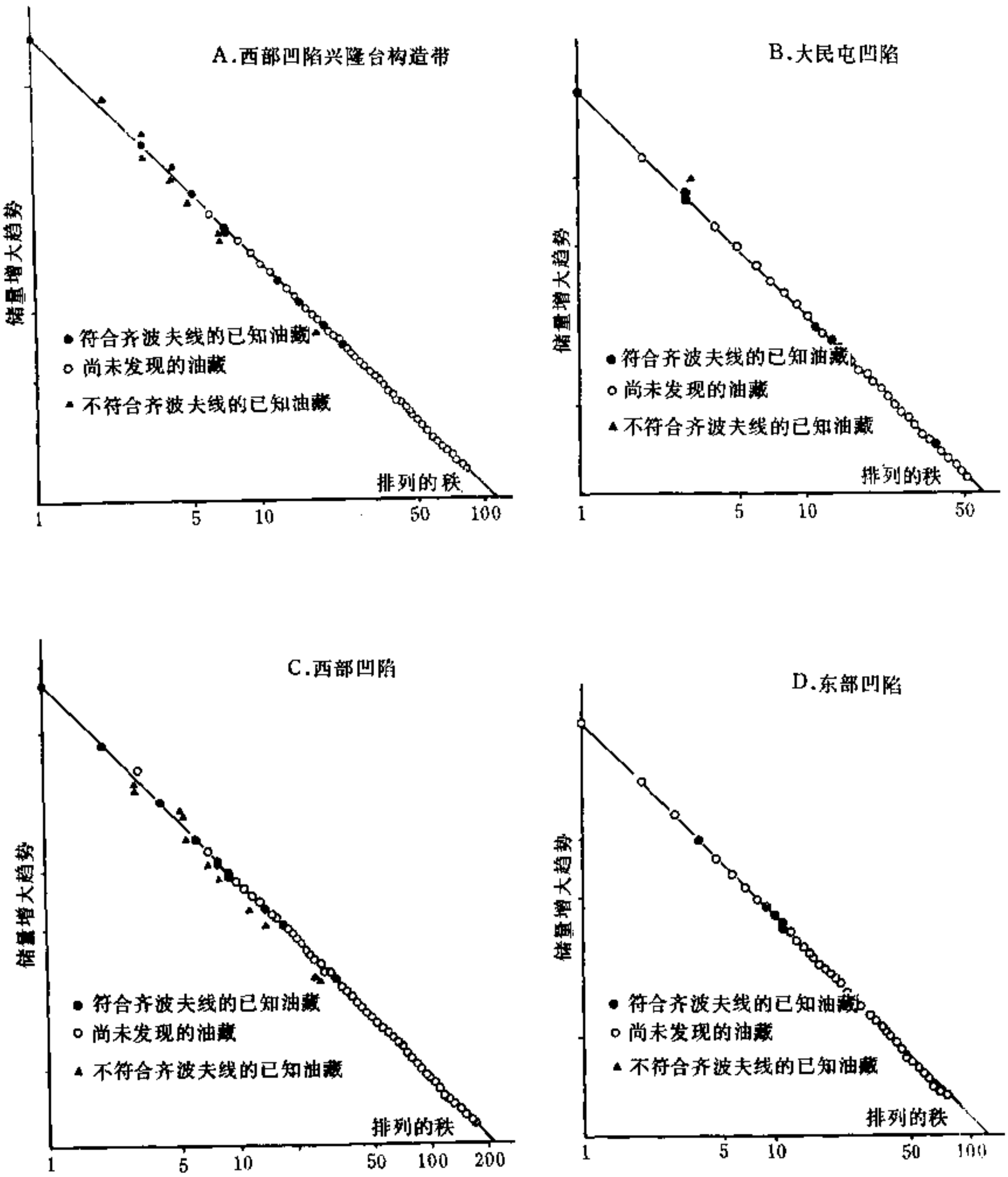


图 1-12-10　按齐波夫线排列并拟合的下辽河坳陷下第三系油藏秩／大小图解

进入 80 年代以来，随着盆地模拟技术兴起，胜利油田首先与西德尤利希核能有限公司石油与有机地球化学研究所合作，研究了 SLBSS 微机盆地模拟系统。以后各石油院校亦开展这方面的研究，辽河油田在“七五”前三年为适应天然气国家重点科技攻关的需要，亦开展生烃史数值模拟研究，重新计算了油气资源量值。

一、地球化学模型和数学表达式

采用的基本模型是 B.P 蒂索于 1975 年提出的干酪根热降解成油气模型，即根据干酪根

热降解动力学及一般有机质演化的原理，在这基础上，考虑有机质转化为油气过程的边生成边运移的特点，把原蒂索的封闭式模型改进为开启式模型，使之更符合地下油气生成的自然过程（图1-12-11)。

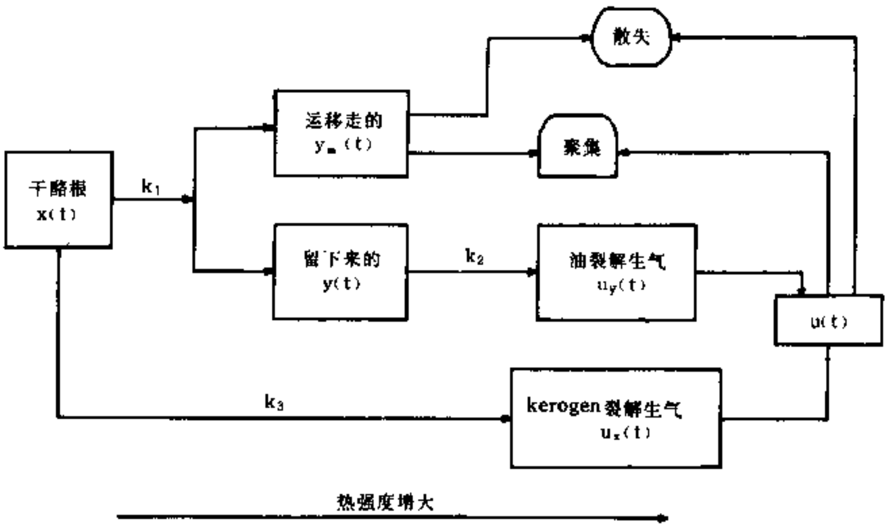


图1-12-11　干酪根热降解成油气地球化学模型

相应的数学表达式如下：

$$dx_{ij}/dt=-k_{ij}(t)\ x_{ij} \tag{1}$$

$$(i=1, 2, 3, 4;\ j=1, 2, \cdots\cdots 6)$$

$$du_y/dt=k_2(t)\ y \tag{2}$$

$$du_x/dt=k_3(t)\sum_{j=1}^{6}x_{ij} \tag{3}$$

$$dy_m/dt=f(T, P, \phi, t\cdots\cdots)\ y(t) \tag{4}$$

$$\sum_{j=1}^{6}x_{ij}(t)+y(t)+u_y(t)+u_x(t)+y_m(t)$$

$$=\sum_{j=1}^{6}x_{oij}+y_0+y_{m0}+u_{x0}+u_{y0} \tag{5}$$

式中　$kij(t)=\text{Aij}\exp(-E_{1i}/RT)$;

$ki(t)=A_2\exp(-E_2/RT)$;

$kj(t)=A_3\exp(-E_3/RT)$;

$x_i(t)$ ——t时刻干酪根中可转化为油气部分的浓度；

$y(t)$ ——t时刻在生油岩中的油量；

$u_y(t)$ ——至t时刻由油转化为气的数量；

$u_x(t)$ ——至t时刻由干酪根直接转化为气的数量；

y_m (t) ——至 t 时刻的运移量;

f (T, P, ϕ, t) ——油的运移(排烃)速度的系数。其值决定于地下温度、压力、孔隙度、流体介质性质等复杂因素;

A_{ij}、A_2、A_3——频率因子;

E_{ij}、E_2、E_3——活化能;

R——通用气体常数;

T (t) ——沉积到 t 时刻的绝对温度。

假如生油岩中保存的氯仿沥青"A"视为残余油量，那么按照模型条件，对各井剖面中测得的 A (t)，应使下式成立

$$\sum_{i=1}^{6} x_{io} - \sum_{i=1}^{6} x_i(t) = A(t) - A_0 + u_x(t) + u_y(t) + y_m(t) \tag{6}$$

式中 A_0——A (t) 的初始值;

A (t) ——对应某井剖面的时刻 t 的"A"实测值。

该方程式也是拟合热力学计算参数的限制条件之一。

显然，当初始值为零时，上式变为:

$$y(t) = A(t) \tag{7}$$

式 (7) 表明，在生油剖面中所测得的残余油(氯仿沥青"A")，就是现在为止有机质所生成的油中扣除运移量和转化气的部分之后的剩余油部分。

二、热动力学参数的拟合条件

根据上述数学模型和该地区生油岩样品的热模拟实验数据，以及实测的残余油(氯仿沥青"A")资料，可以给出适合该地区油气生成规律的一套热动力学参数。其基本拟合函数由公式 (6) 给出。

1.对实测数据的预处理

由于测试技术及偶然误差的影响，个别数据从定性分析就能确认出属于错误数据。为此必须对原始数据处理加工，使之反映客观规律。本文采用曲线拟合方法及删除个别不理想数据等手段处理原始实测数据。经加工后的数据作为进行油气生成模拟的科学依据。

2.代数常微分方程组的解法

主要步骤有:

①依据实测的不同类型干酪根的热模拟分析数据(生油量和生气量)和拟合条件，求干酪根的初始含量、频率因子、活化能等值，即确定油气生成过程的一组特殊的代数常微分方程组。

②求此代数微分方程组的解，即对生油气过程作数值模拟，求出各种生成量。这些生成量就是该方程组的解。

这个数值模拟中的主要困难有两个:

A.求出本地区的干酪根初始含量，频率因子，活化能，这是个含有几十个参数变量的一种特殊的常微分方程组的反问题。也可看成是具有几十个优化变量，以代数常微分方程组

为主要约束的隐式约束非线性规划问题。

B.解这种特殊的代数常微分方程组，即求解正问题的数值方法，因该方程组中数值变化范围大（如 A 的取值在 10^4 到 10^{36} 之间），积分区间长度大，这就导致数值计算量特别浩大。在 IBMPC／XT 微机上，以常规方法计算一个点要 12 小时以上。

虽然，这些工作取得了一定的进展，但是，还不能令人满意。

鉴于上述情况，本文给出解正问题的有效方法，收敛性证明。

③在具体作法上，将坳陷地层按地质时代分为四大层，主要生油气层为沙河街组一、二段，三、四段，再将这两大层每 20 米划为一个中层，进一步细分为厚为 2 米的小层作积分步长，并以线性插值给出，可以提高运行效率，保证计算精度。

在生成量计算上，采用网格法，即每 4 平方公里作为一个计算点，计算一套 x、y、u 数据，最后将求得的各 x、y、u 值相加，即得每个凹陷的油气生成量。

在上述方程组中频率因子（A）和活化能（E）是作为已知量值代入微分方程组的。以往在 A、E 值处理上，一般都是借用国外或国内个别盆地的实测值，这就很难符合本盆地的地质实际，考虑到实测难度大，代表性不强，这次是采用优化算法来取得 A 和 E 值。具体作法是：根据双深 3 井、锦 101 井、欧 5 井和沈 82 井等不同深度地层中的“A”含量，干酪根降解量等实验数据，采用有关软件进行优化。这是上述微分方程组的反问题，显然，解蒂索方程组的难点就在于用反问题求得 A 和 E 值。

④实现上述模拟必须提供下列资料

A.各种类型六种键合干酪根的初值；

B.根据典型井剖面，提供不同深度“A”含量，干酪根降解量，以求得 A 和 E 值；

C.各计算点不同埋深的干酪根类型，沉积厚度，地温梯度；

D.各地层的沉积时间（即绝对年龄）；

E.各计算点的“A”含量，有机碳含量，暗色泥岩含量。

三、计算结果

从测算结果按地区来看，石油总量中，西部凹陷占 59%，东部凹陷 23%，大民屯凹陷 18%，模拟计算表明：生油岩所生成的生油量，多数是运移走的，其中西部凹陷最大，达 67%，东部凹陷达 63%，大民屯凹陷也有 61%。

全坳陷的生气量西部凹陷占总生气量的 61%；东部凹陷占 27%，大民屯凹陷最小，仅占 12%。

各凹陷生油量，生气量存在的显著差异主要是由它们的有机质数量，类型以及地质地球化学条件的不同所造成的。但为我们对该区进行深入的勘探开发部署提供了科学依据。

第十三章　油气潜力及勘探方向

下辽河坳陷经过20多年的油气勘探与开发工作，已探明的石油储量丰度占全国各含油气盆地的首位。已为国家生产原油近亿吨，天然气200多亿立方米。

从总体上看，下辽河坳陷已进入成熟区勘探阶段。但由于坳陷内各勘探领域的勘探程度并不一致，探井的分布也不均匀，已探明的油气储量与坳陷的油气资源量相比，仍有较大的潜力。

第一节　石油潜力及勘探方向

一、从石油资源条件看石油的潜力

1.下辽河坳陷的主要油源岩——下第三系

为裂谷型陆相深水湖盆沉积，生油岩有机质丰富，埋藏速度快，还原环境好，地温梯度高，有利于大量有机质保存并转化为烃类。

生油岩在纵向上多层分布。有效生油岩累积厚度在各个凹陷中达760～1250米.在一些洼陷中心部位，东营组的暗色泥岩也已进入生油门限。主力生油层——沙河街组三、四段已探明石油储量与预测总资源量相比，尚有很大的潜力。

2.中生界（侏罗系、白垩系）

下辽河坳陷普遍存在晚中生代的断陷湖盆沉积，断陷的分布受北东走向及北西走向二组断层控制，并错向第三系凹陷的外侧。中生界的厚度一般在500～2000米，最厚可达3000米以上.各区的地层变化很大，如图1-13-1。

由于勘探程度较低，尚不能对其生、储油条件做出全面评价，但少数钻井取芯资料已证实上侏罗统的一些暗色泥质岩层中有机质比较丰富，其地球化学指标表明具备了较好的生油条件（表1-13-1）。

表1-13-1　下辽河坳陷中生界生油综合评价表

项目＼地区	东部凹陷	西部凹陷	大民屯凹陷（安92）
S（%）	0.14～0.73	0.05～0.58	0.05
C（%）	1.23～3.36	0.26～3.34	0.48
沥青“A”（%）	0.0710～0.5112	0.0042～0.2704	0.0036
烃（ppm）	232～2083	10～1395	14
“A”/C（%）	4.01～15.21	0.90～8.14	0.69
烃/C（%）	1.30～6.20	0.38～4.20	0.29
饱/芳	1.34～2.57	0.61～3.71	2.25
生烃率（$10^4t/km^2$）	330	109	
资源量（10^8t）	3.7634	0.4019	
占总资源量的百分比（%）	90.35	9.65	

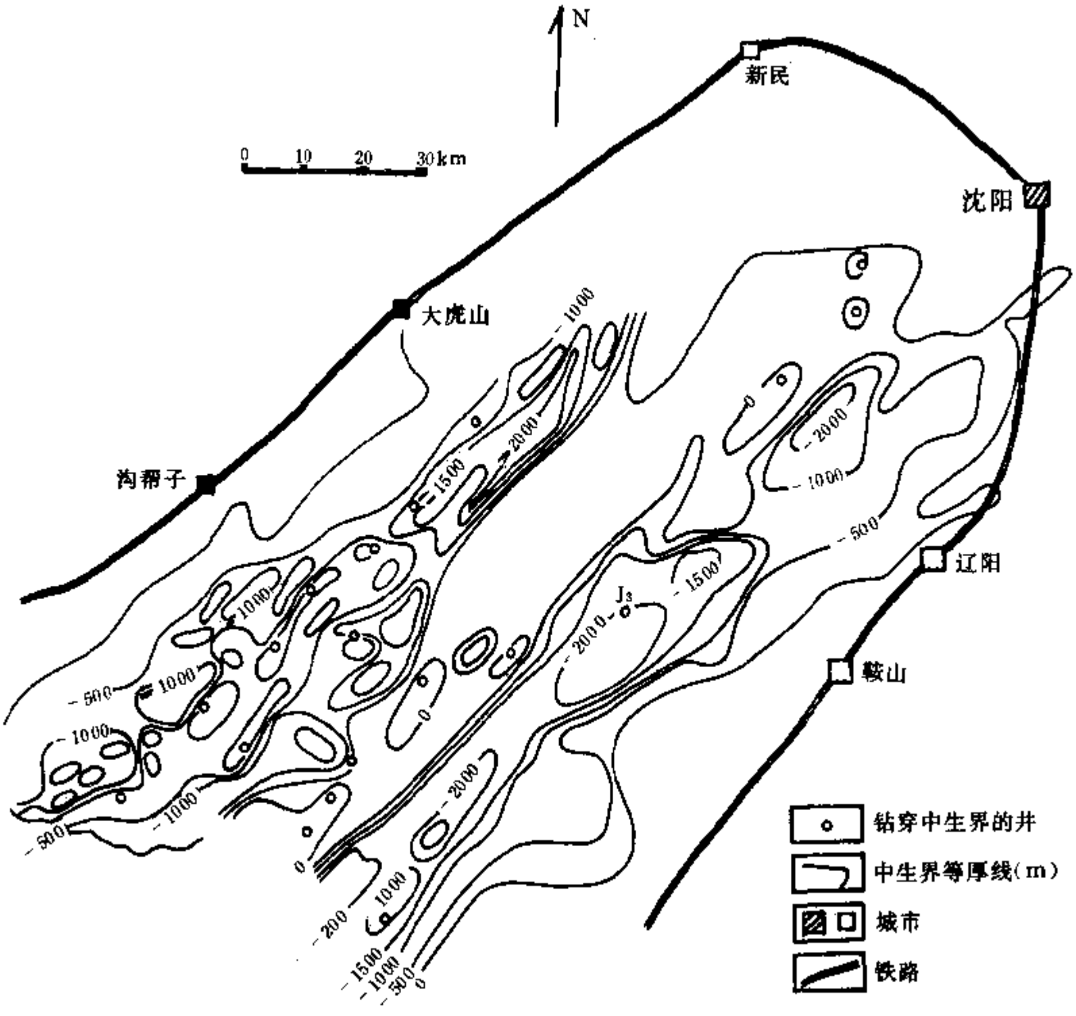


图 1-13-1 下辽河坳陷中生界等厚图

特别需要提出的是，最近在西部凹陷北端，牛心坨洼陷以西的中生界洼陷中钻探了宋1井，完钻井深2582米，自井深285米以下陆续进入下白垩统孙家湾组、上侏罗统阜新组、沙海组、九佛堂组，在义县组火山岩中完钻。这口井从井深524米（阜新组）至2448米（义县组）断续获得多层含油显示，测井解释在井深1280.4～2153.4米（阜新组及九佛堂组）有油层1层3.2米，差油层4层11.5米。已试油6层，其中阜新组1363.6～1366.9米井段1层3.3米，日产油11.3立方米；1326.4～1337.8米井段，3层9.2米，折日产油14.34吨。原油物性见表1-13-2。

表 1-13-2 宋1井原油性质表

分析项目 层位	密度 20℃ (g/cm³)	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含硫量 (%)	胶质+沥青质 (%)	初馏点 (℃)	总馏量 (%)
阜新组	0.8988	24.62	7	5.50	0.138	19.40	104	27.0
	0.8946	23.25	17		0.140			
沙海组	0.8795	19.56	36	13.72	0.110	11.90	160	16.2

宋1井所在的宋家洼陷呈北东走向分布，范围尚不清楚，井位在一穹窿背斜构造上，圈闭面积为6.1平方公里。地层剖面显示其阜新组及沙海组中砂质岩层较发育，岩芯物性分析结果较阜新盆地相同层位的储集层物性要好得多（表1-13-3）。

表1-13-3　宋1井与阜新盆地储集层物性对比表

地区		宋1井								阜新盆地			
层位＼项目		孔隙度（%）				渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）				孔隙度（%）		渗透率（$\times10^{-3}\mu m^2$）	
		最大	最小	平均	样数	最大	最小	平均	样数	平均	样数	平均	样数
阜新组	上段	36.2	7.3	20.9	79	247	<1	79.5	4				
	下段	22.9	7.7	15.6	64	909	<1	317	10				
	全组	36.2	7.3	18.5	143	909	<1	249.1	14	16.1	66	182.9	59
沙海组				25.2	1					15.6	60	23.6	47
九佛堂组		12.3	8.3	10.4	4								

宋1井九佛堂组及沙海组以厚层暗色泥岩为主，其岩芯经地球化学分析表明富含有机质，且已进入热演化成熟阶段，属于好及较好的生油岩（表1-13-4）。

表1-13-4　宋1井生油岩综合评价表

层位			阜新组	沙海组	九佛堂组
沉积特征	沉积相		沼泽—浅水	沼泽	沼泽
	岩性特征		浅灰，深灰，黑灰色泥岩	深灰、黑灰色泥岩	深灰，黑灰色泥岩
	生物特征		植物碎屑，孢粉、藻类	植物碎屑，孢粉，藻类	植物碎屑，孢粉
	原生指相矿物		偶见黄铁矿	黄铁矿	黄铁矿
地球化学特征	有机质丰度	有机碳（%）	0.61	2.8	4.33
		沥青"A"（%）	0.0062	0.0648	0.5400
		总烃（ppm）	35.7	292.0	2973.0
	有机质类型	干酪根H/C比		1.01	1.11
		氢指数（mg/g）	11.7	163.4	267.2
		干酪根镜鉴	Ⅲ	$Ⅱ_B$	$Ⅱ_A$
	有机质成熟度	镜质体反射率（%）		0.54	0.56
		热解温度（T_{max}℃）	<435	439	439
		OEP值	1.26	1.22	118
综合评价结果			未成熟—低成熟差生油岩	低成熟—成熟较好生油岩	成熟好生油岩

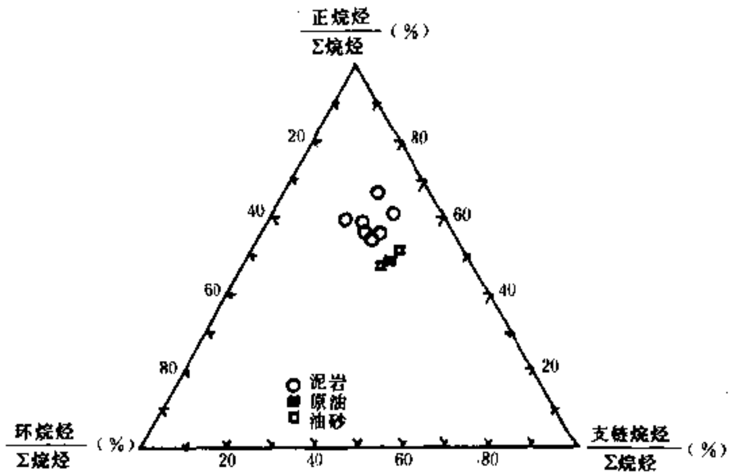


图 1-13-2 宋 1 井正烷烃、支链烷烃和异构烷烃百分含量三角图

经色谱分析，异构烷烃等资料表明，宋 1 井原油和岩样分析结果与生油岩的性质颇为近似（图 1-13-2），而与邻近的牛心坨洼陷下第三系沙河街组四段的原油和岩样性质不同（表 1-13-5），证明宋 1 井所发现的是中生界自生自储的油藏。

宋 1 井油藏的发现进一步证实了中生界具有良好的生油能力，为在下辽河坳陷勘探中生界自生自储油藏开辟了广阔的领域。

表 1-13-5 宋 1 井与牛心坨地区异戊二烯烷烃对比表[①]

项目 \ 类型	原油			岩样		
Pr / Ph	1.00	0.85	0.80	0.90 (5)	0.86 (4)	1.01 (6)
Pr / C_{17}	0.74	1.02	1.13	0.70 (5)	1.06 (4)	1.47 (6)
Ph / C_{18}	0.80	1.44	2.04	0.79 (5)	1.45 (4)	1.86 (6)
代表井	宋 1	张 1	坨 5	宋 1	张 1	坨 5

① ( ) 内数字为样品数。

二、从已探明石油储量的层位分布看石油的潜力

表 1-13-6 说明，已探明石油储量主要分布在沙河街组中，共占已探明储量的 85.2%。由于下辽河坳陷主要生油层段为沙河街组四段、三段和一段。沙河街组二段是储集层比较发育的组段，夹持在生油层段中，各主要生油层段中也发育着各种不同类型的沉积砂体。按照这种特征组成的生储盖组合占大部分。表明本组的石油潜力很大。

表 1-13-6 下辽河坳陷探明储量不同层位分布统计表

凹陷 \ 储量(%) \ 层位	E_3d	E_3s_{1+2}	E_2s_3	E_2s_4	Pt-Ar
西部凹陷	0.8	21.1	21.8	21.7	4.9
东部凹陷	2.1	3.4	2.7		
大民屯凹陷			14.5		7.0
合 计	2.9	24.5	39.0	21.7	11.9

1.沙河街组

对已探明的石油地质储量中占比例较高的层段来说，按其生油潜力，还有大量的远景储量有待探明。

2.东营组

东营组已探明储量只占 2.9%，显然偏低。已发现东营组油田或含油气显示的地区，均分布在各个洼陷的周围，说明这些地区的东营组既可获得来自深部沙河街组的油源，也可能存在本身的油源，而且具有较好的储集与圈闭条件。例如围绕清水洼陷的兴隆台油田马圈子地区，已探明东营组油藏进行开发；双台子构造双 76 井日产气 118462 立方米及少量油；双南构造 8 口探井中，有 7 口井含油。鸳鸯沟地区锦 124 井东营组日产油 44.79 吨，气 1324 立方米。最近在清水洼陷东侧靠近中央凸起的陡坡带断阶上钻了洼 16 井，于东营组二段取芯获油浸砂岩，在 2220.02～2253.98 米井段裸眼中途测试，日产油 142 吨，气 14172 立方米。经过集中力量钻探，该区已完成各类滚动勘探开发井 33 口，日产量已达 600 吨以上。这是首次在西部凹陷东侧陡坡带发现的东营组断块—岩性油藏。

东部凹陷长滩洼陷内的牛居油田及驾掌寺洼陷边部的黄金带油田、红星构造等均已在东营组探明油藏进行开发。二界沟洼陷边部的大平房油田大 5 井东营组日产油 19.01 吨，气 679 立方米。荣兴屯构造辽 3 井东营组间喷出油，日产油 7.87 吨，气 14862 立方米；近期又在一些探井的东营组油层试油，获较高产量，如荣 3 井日产油 24.48 吨，气 11978 立方米；荣 6 井日产油 7.99 吨；荣 7 井日产油 13.2 立方米，气 68015 立方米。

此外，在长滩洼陷东侧、驾掌寺洼陷东侧及清水洼陷东侧，还有一些东营组的断阶，也可形成油气圈闭。除洼 16 块外，已有牛 22 块、龙 17 块获得工业性油气流。在中央凸起南部倾没带，东营组超覆在太古界花岗片麻岩潜山上，形成披覆构造，已有洼 1、台 1、海 1、海 2 等 4 口井获工业油流。榆树台构造的台 1 井日产油 21.7 吨，气 1760 立方米，海外河构造早期钻探的海 1 井经长期试采日产油 4～6 立方米。近期在海 1 井西北 1.3 公里处钻了海 2 井，钻进过程中在东营组二段裸眼测试二次，分别获日产 35 吨与 69 吨。这个构造闭合面积 20 平方公里，西侧靠近清水洼陷还有类似于洼 16 块的断阶，有可能形成东营组较大的油藏。

下辽河坳陷在早第三纪各时期湖盆沉降中心自北向南逐渐转移，东营组沉积时沉降中心转移至坳陷南部，这个地区东营组及以后时期的断裂也比较活跃，还形成一些差异压实的层间构造（如在清水洼陷中部已有发现）。因而东营组油藏的主要勘探方向应在坳陷的南部。

3.馆陶组和明化镇组

上第三系馆陶组及明化镇组厚度一般为 700～1000 米，属于裂谷盆地由断陷期转向坳陷期的沉积产物。此时期盆地基底大面积稳定下降，形成一套(除底部超覆外)局部厚度变化不大的地层。由于沉积湖盆水域向辽东湾退缩，其岩性均为水上冲积、洪积相形成的块状砂砾岩，间夹砂质泥岩或粉砂岩。早第三纪以后断裂活动明显减弱，上第三系中仅有很少的、断距较小的正断层。这对下第三系油气藏起到了很好的保护作用，促使下第三系油气聚集系数比较高。但对上第三系本身来说，接受下第三系油源形成油气藏的机会较少。即使如此，仍不能忽视上第三系含油气的可能性（图 1–13–3）。

近期在西部凹陷西斜坡上倾部位的勘探，已发现曙光油田一区存在馆陶组稠油油藏，埋藏深度 500～700 米，油层最厚超过 100 米，岩性为砾岩、砾状砂岩、砂岩和粉砂岩呈正旋回不等厚互层，孔隙度一般在 30%～35%，渗透率达 $3000 \sim 4000 \times 10^{-3}$ 平方微米，油藏分

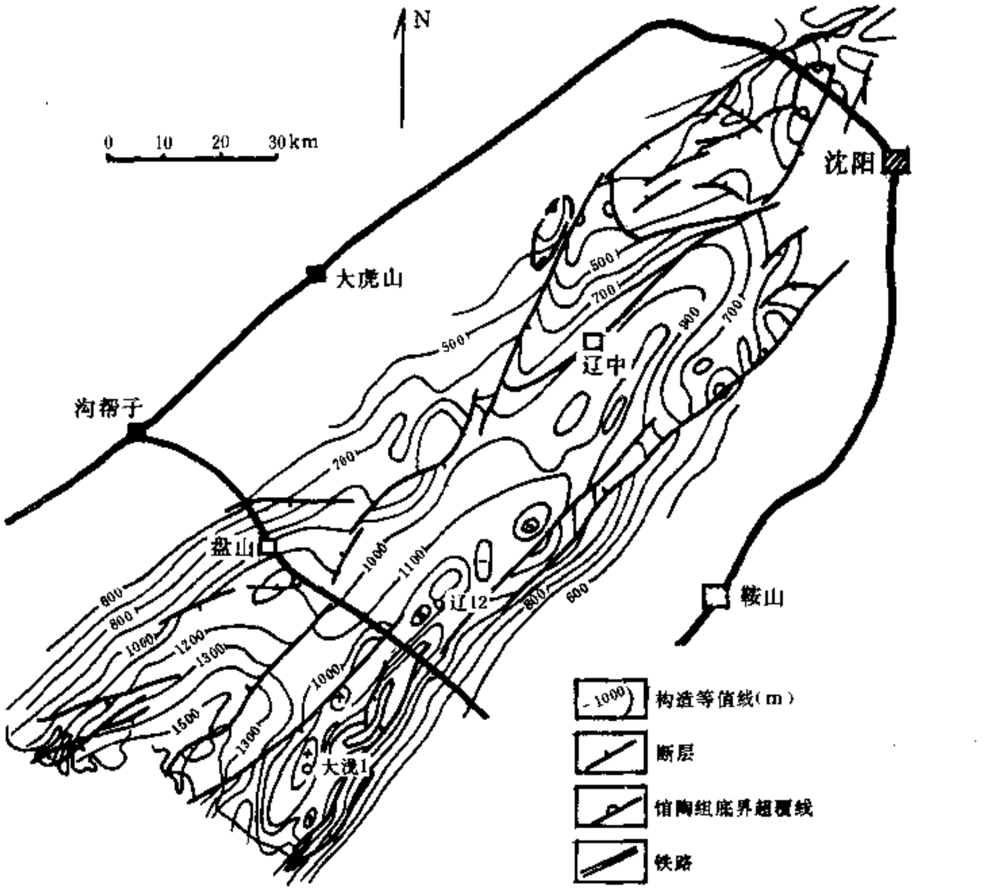


图 1-13-3 下辽河坳陷上第三系底界构造图

布在馆陶组沉积时期活动的断层附近的单斜上，并且超覆在沙河街组之上。下伏的沙河街组油藏的原油，通过断层和不整合面运移至馆陶组中。其圈闭条件比较复杂，油藏之上有水层，既受到岩性（泥质粉砂岩、粉砂质泥岩）遮挡，也受稠油沥青化封闭（图 1-13-4）。

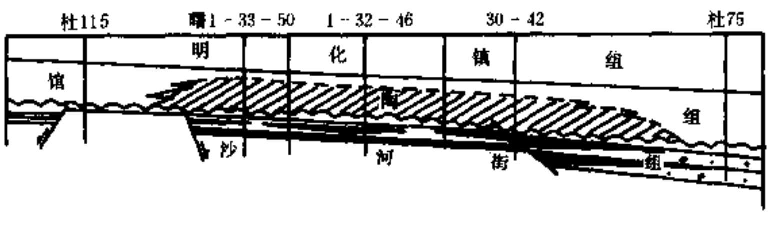


图 1-13-4 杜 115 井—杜 75 井馆陶组油藏剖面示意图

最近在海外河构造的钻探中，海 27 井发现馆陶组油层。该处馆陶组为一低幅度局部构造，西侧有油源断层，使下伏地层的原油向上运移形成油藏。

在坳陷南部上第三系断层相对较多，特别是东部凹陷南段的大平房、荣兴屯一带，上第三系有局部构造显示，其含油性值得进一步勘探。在东部凹陷北段，上第三系中有较厚的砂质泥岩夹层，可成为盖层而形成油气藏。在各个凹陷边部及中央凸起带上，上第三系可超覆

在下第三系的不同层位上，沿不整合面接受下第三系油源而形成油气藏。

4.中生界

下辽河坳陷的中生界除前面所述的可形成自生自储的油藏外，还可通过超覆不整合面或断层与上覆的沙河街组三、四段生油岩接触，获得下第三系油源而形成油藏。如西部凹陷齐家潜山的北山头，齐2—5—9井揭露中生界安山岩56.36米，于2005～2030米井段试油，折算日产油15.5立方米，试采抽油日产8吨左右。齐112井，在中生界安山岩1067.6～1097.6米井段酸化后折算日产油6.5立方米，兴隆台潜山中生界火山岩中也获得了工业油流，西八千地区的千1井中生界中发现有4.4米厚的油斑砂岩。东部凹陷北段东坡的佟2井中生界凝灰岩中见多处油迹；柳参1井2182米以下中生界内有大段含油显示，因储集层物性差，试油未获工业油流。其他如青龙台、东部凹陷南段油燕沟潜山中生界中普遍有含油显示。可见，中生界的油气显示是很普遍的。

中生界主要的不利条件是储集层物理性质不好，碎屑岩层仅在局部地区分布，且层薄、分选差、胶结致密。界3井上侏罗统梨树沟组砂岩孔隙度一般为10.9%～22.1%，渗透率为77～116×10^{-3}二次方微米，鲕状石灰岩孔隙度为7.4%。大面积分布的火山碎屑岩孔隙性较差，柳参1井下白垩统大峪组凝灰岩孔隙率为6.4%～18.2%，渗透率多数小于1×10^{-3}二次方微米；界3井上侏罗统小岭组的安山岩、凝灰岩、中酸性火山角砾岩孔隙度18.7%～24.9%，渗透率33～122×10^{-3}二次方微米，部分小于1×10^{-3}二次方微米。然而在其中找到相对较好的储集层，特别是裂隙发育的储集层是有可能的，部分探井获工业油气流已证明这一点，尤其是宋家洼陷宋1井的钻探成果更为中生界的油气勘探展示了光明前景。

对于中生界尚未进行全面的勘探，其主要勘探方向是坳陷两侧，即西部凹陷西侧自宋家洼陷向南延至西八千一带；东部凹陷的东侧，包括佟二堡斜坡带、三界泡潜山、油燕沟潜山等。这些地区或是中生界本身存在生油岩，或是下第三系生油岩超覆在中生界之上，具有潜山圈闭或断层遮挡，并且已见到了油气显示或获工业性油流，需进一步勘探作出评价。此外，地震资料显示，大民屯凹陷西侧网户屯斜坡带及北端三台子地区，可能有较厚的中生界分布，其含油性需要勘探再作评价。

5.基底潜山

作为中、新生代沉积盆地基底的古生界、元古界及太古界，其中存在着一种特殊类型的基岩潜山油气藏，其含油潜力将在后面专门论述。

三、从已探明石油储量的深度分布看石油的潜力

表1−13−7说明已探明的石油储量深度浅于2000米的占74.9%，如果加上2000～3000米的则合计达到99.3%，即绝大部分已探明的石油储量均浅于3000米。

表1−13−7　下辽河坳陷探明储量不同深度分布统计表

凹陷 \ 储量分布(%) \ 深度	小于1000m	1000～2000m	2000～3000m	大于3000m
西部凹陷	19.5	39.2	10.8	0.7
东部凹陷		5.2	3.1	
大民屯凹陷		11.1	10.4	
合　计	19.5	55.4	24.4	0.7

据世界大油田产层埋藏深度和可采储量的统计结果（表 1−13−8）表明，世界大油田产层埋深在 2440 米以上的储量占 60.6%，2440～4270 米还有 39.2%，特别是 3050 米以下的储量还有 15.9%。相比之下，下辽河坳陷深层，即 3000 米以下发现的储量明显地偏少，仍应有相当潜力。

表 1−13−8　世界大油田产层埋深和可采储量分布表

深　度 (m)	储　量 (%)	深　度 (m)	储　量 (%)	深　度 (m)	储　量 (%)
<1220	5.1	2440～3050	23.5	4270～4880	0.1
1220～1830	18.5	3050～3660	8.1	4880～5490	0
1830～2440	37.0	3660～4270	7.6	5490～6100	0.1

按照有机生油热解演化理论，一般认为生油的下限温度为 150℃（兰德斯，1967 年）。国内各油田研究结果，生油下限温度和深度松辽盆地大于 120℃（>2900 米），黄骅坳陷大于 163.1℃（>4200 米），江汉盆地大于 150℃（>4000 米）。根据下辽河坳陷双深 3 井井温测量结果来看，生油下限的深度可能在 4500 米左右，小于这个深度是生油的，也就可能有油藏分布（>4500 米还应有气藏存在）。

深层已发现的石油储量比较少，是与深探井较少有直接关系的。全坳陷已钻探井 1422 口，平均井深为 2553 米（表 1−13−9）。其中超过 3500 米的井仅 65 口，占探井总数 4.6%。其中 3501～3600 米的探井 25 口，3601～4000 米的探井 28 口，超过 4000 米的探井仅有 5 口，超过 5000 米的探井仅 1 口。

表 1−13−9　下辽河坳陷探井井深表

项目 地区	探井数（口）	平均井深（m）	最大井深（m）
西部凹陷	818	2393	5205.5
东部凹陷	365	2791	4504
大民屯凹陷	239	2735	3785
全 坳 陷	1422	2553	5205.5

目前下辽河坳陷获工业油流最深的井是西部凹陷的齐 123 井，油层深度 3580.4～3587.4 米，5 毫米油嘴日产油 18.78 吨。原油密度（20℃）0.8400 克／立方厘米，粘度（50℃）3.93 毫帕秒，含蜡量 6.37%，含胶质、沥青质为 5.37%，凝固点 27℃。获低产油流最深的井是西部凹陷的齐 62 井，油层深度 3698～3702 米、日产油 2.37 立方米。原油密度（20℃）0.8349 克／立方厘米，粘度 4.53 毫帕秒（50℃），凝固点 28℃，含蜡量 20.92%，含胶质、沥青质 6.02%。

据实际资料统计，下第三系砂岩埋深小于 2500 米时孔隙度比较大，一般为 20%～

30%，自浅至深明显降低，埋深2500～3000米一般为10%～20%，而超过3000米孔隙度趋于稳定，随深度的变化而减小。3000～3600米深度内，孔隙度一般为5%～15%，大的可达20%。如双南构造双91井沙河街组二段（3318～3320米）砂岩孔隙度为19.6%。这与岩石成分、成熟度、胶结物性质及含量、孔隙结构等有关，更受到成岩后生作用的影响。

牛深2井在4445米处砂岩孔隙度为10.8%，渗透率可达30×10^{-3}二次方微米。双深3井在5010米处砂岩孔隙仍然较发育。可见，在4000米以下普遍进入低孔渗储集层分布段，但仍然还存在有利储集层。

下辽河坳陷下第三系在2700～3700米深度内，原油密度（20℃）一般为0.83～0.85克／立方厘米，并不是凝析油，说明油藏分布的深度也会超过已知的3700米。因此，随着勘探深度的增加，不仅在2500～3000米深度范围内的石油储量将有大的增长，埋深超过3000米也是具有很大潜力的。

深层勘探的方向，主要在各个凹陷的中部、生油洼陷内或其附近的中央构造带深层、以及各类非构造圈闭。

四、从已探明石油储量在不同圈闭类型的分布看石油潜力

1.构造圈闭

统计表明，在已探明的石油储量中，属于构造圈闭的占48.4%，非构造圈闭的占51.6%，大约各占一半（表1－13－10）。

表1－13－10　下辽河坳陷探明储量不同圈闭类型分布统计表

圈闭 / 储量分布(%) / 凹陷	构造圈闭（断背，断鼻，断块，逆牵引）	岩性圈闭（透镜体，尖灭，断层岩性等）	地层圈闭（不整合，超覆等）	潜　山
西部凹陷	26.4	16.0	22.9	4.9
东部凹陷	8.1	0.2		
大民屯凹陷	13.9	0.6		7.0
合　计	48.4	16.8	22.9	11.9

下第三系背斜构造主要分布在各个凹陷中部和凸起上。形成不同成因的背斜或鼻状构造。

总起来说，由于早第三纪下辽河坳陷处于断陷发育时期，主要构造活动是块断活动，背斜构造不很发育，而且局部构造圈闭的面积普遍较小，多是面积小于25平方公里的小构造（表1－13－11）。

这些构造的绝大部分均已进行过钻探或正在钻探，其中的油气藏发现率是很高的，除西部凹陷北段台安洼陷中东营组的局部构造及东部凹陷的小龙湾构造带未获油气外，大多数构造发现具有工业价值的油气藏。但目前尚未钻探的构造已是极少数，今后勘探的主攻方向势必放在非背斜油藏方面。

2.潜山

潜山作为一种特殊类型的含油气圈闭，在下辽河坳陷中有着重要的意义。

所有的潜山带都受到断裂的控制。在西部凹陷和大民屯凹陷，有一组沙河街组三段沉积以前发育的北北东走向西倾的基岩正断层控制着潜山带的形成，并进一步为北西西向的断裂切割，形成一个个潜山山头。

表 1-13-11 下辽河坳陷背斜构造统计表

圈闭面积 (km^2)	个 数	占总数 (%)	构造幅度 (m)	个 数	占总数 (%)
<15	31	44.3	50~100	20	28.6
15~25	22	31.4	100~200	19	27.1
25~50	9	12.9	200~300	10	14.3
>50	8	11.4	>300	21	30.0
合 计	70	100	合 计	70	100

潜山形成含油气圈闭的必要条件是要有油源通道，下第三系油气沿不整合面或断层面运移至基岩中形成油气藏。特别是那些沙河街组三、四段生油岩直接超覆在基岩上的潜山，或是有一侧存在基岩大断裂、使下第三系生油岩在断层面上与基岩接触的潜山，均可能形成较大的油气藏。已发现的曙光、杜家台、齐家、兴隆台、东胜堡、静安堡静北等潜山油藏均属此类。

潜山油气藏的储集空间主要是裂缝和溶洞，裂缝则以构造裂隙为主，油气藏的大小和产量高低与构造裂隙的发育程度密切相关。最近对变质岩储集层的研究取得成果，认为微裂隙（裂缝开度小于 10 微米）是主要的储集空间，通过大裂隙相互连通而作为油气产出通道。裂隙的发育程度既与构造断裂活动程度有关；也受基岩岩性及埋藏深度影响。当然，基岩储集层中又以碳酸盐岩优于变质岩。

在全坳陷内，已发现 16 个不同类型的潜山带、51 个山头，总面积 480 平方公里。其中约半数以上进行了钻探，已发现了 11 个油气藏，并在欢喜岭、张 1 块、曙古 122 块、茨榆坨、曹 10 块、胜 22 块、法哈牛等 7 个潜山上获工业性油气流，还有一些潜山中获油气显示。说明此类圈闭含油潜力是很大的。

根据目前的勘探程度，在西部凹陷曙光油田以北至高升油田以南的长兴岗潜山一带，大民屯凹陷曹台以北、静安堡以西、三台子洼陷东侧一带，东部凹陷的三界泡潜山带及附近地区，是寻找碳酸盐岩潜山油藏的有利地区；西部凹陷西斜坡齐家以南至欢喜岭、西八千一带及凹陷中部的低潜山带，是寻找太古界变质岩及中、上元古界石英岩裂缝型潜山油藏的有利地区；大民屯凹陷的法哈牛—韩三家子断阶型太古界变质岩潜山带也是有利地区。东部凹陷的茨榆坨潜山带及中央凸起南部倾没带，由于面积很大（数百平方公里），隆起幅度高，下第三系主要生油岩没有超覆到其顶部，基岩断裂也不很发育，虽然已见到油气显示或获得工业性油气流，尚未发现工业性油藏。因而对这类大而高的潜山带，应注意在它的较低部位——二台阶或低山头寻找潜山油藏。

3.不整合面遮挡和地层超覆圈闭

作为主要含油气层系的下第三系，除其顶底面均为不整合接触外，其内部沙河街组四段

与其下的可疑层段（暂定名为房身泡组）之间、沙河街组三段底部、沙河街组一、二段底部及东营组底部，这些界面在不同地区表现为不同形式的假整合或不整合，常形成地层超覆油气藏。

下辽河坳陷的三个凹陷多是长条形的，凹陷的横断面为箕状或"V"形，两侧斜坡占凹陷面积 2／3 以上，而斜坡具备着形成地层超覆或不整合面发育的构造背景。多个超覆假整合和不整合面在凹陷斜坡部位（凸起两侧）及大型基岩隆起的围斜部位广泛存在，为勘探地层超覆和不整合面遮挡油藏提供了广阔场所（图 1-13-5、1-13-6）。

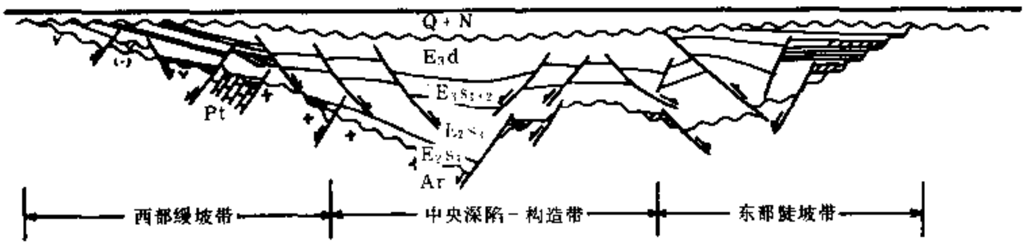


图 1-13-5　西部凹陷地层油藏模式示意图

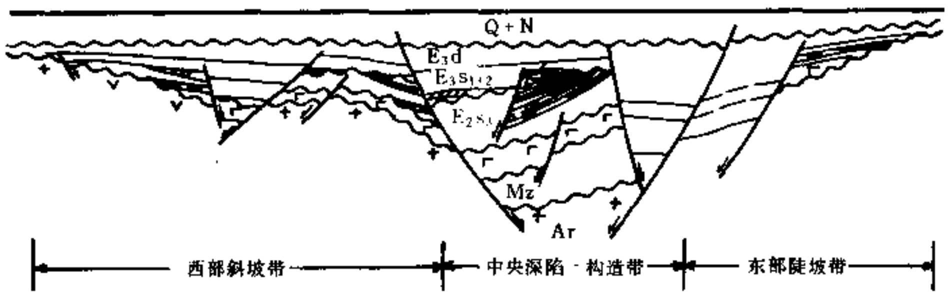


图 1-13-6　东部凹陷地层油藏模式示意图

坳陷内已发现了数量可观和相当规模的地层油藏，特别是大量的稠油油藏，但在东部凹陷的西侧斜坡区内还没有大的突破；西部凹陷西斜坡北段台安地区和大民屯凹陷西部斜坡区尚待进一步勘探；东、西两个凹陷的东侧陡坡及坳陷的东部凸起区都是勘探地层油藏的重要领域。经对超覆面分布的研究，在各斜坡上尚有 21 个已发现的地层圈闭，总面积为 84.6 平方公里。其中资料较好、比较落实的圈闭面积为 77.5 平方公里，可供选择进行钻探。

4.岩性圈闭

下第三系中广泛分布着多种类型的多个沉积砂体，有利于形成大量的岩性圈闭油藏。

下第三系为大陆裂谷盆地湖相沉积物，经历了裂谷盆地的初陷、深陷及收敛等各期活动，造成不同的古地理环境、多种多样的沉积相及不同类型的砂岩沉积体系。

据统计，西部凹陷各个层位中存在着 18 个大型的砂岩沉积体系，展布面积累计达 2300 平方公里，接近于西部凹陷总面积。

这些不同类型的砂体大多被夹持在生油岩之中，并可通过断裂面、超覆不整合面获得油气，形成透镜体油藏、岩性上倾尖灭油藏、厚砂岩体的差异压实构造油藏以及非渗透性封闭的岩性油藏等。例如：已发现的东营组油藏多为河流—沼泽相的透镜体砂岩；大民屯凹陷静安堡构造带南端静 14 井以南沙河街组三段油藏为三角洲前积砂体；西部凹陷西斜坡沙河街

组三段大凌河油层、莲花油层为巨厚的浊积岩体，最厚部位顶部有油气藏，属差异压实构造圈闭，砂体侧缘则存在岩性上倾尖灭油气藏（图 1-13-7）；在东部凹陷驾掌寺洼陷北端，沙一段下部三角洲砂岩体形成岩性圈闭（图 1-13-8）；东部凹陷中段的新开地区，已发现夹于沙三段大套砂砾岩之中的含油层，为非渗透性封闭的油藏。此外，在大民屯凹陷静安堡构造带西侧发现沙三段河道砂体，在胜 20 井获低产油流。

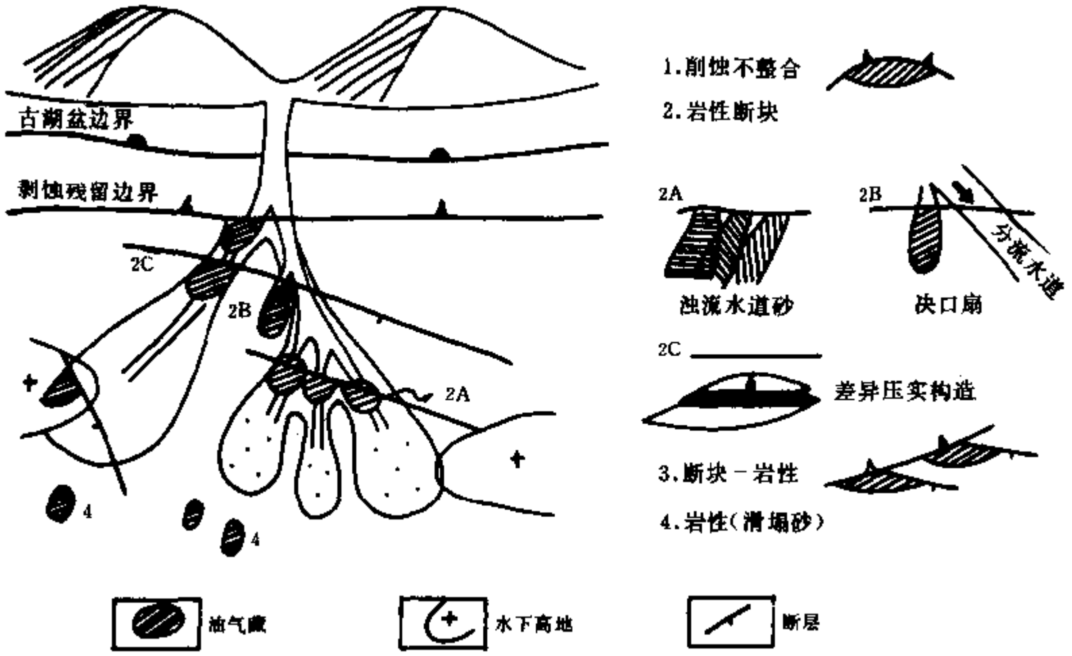


图 1-13-7　浊积岩油藏序列平面剖面示意图

从地质条件分析，下辽河坳陷今后勘探对象应以岩性圈闭或断层—岩性圈闭为主。例如在大民屯凹陷的荣胜堡生油洼陷内已发现新沈 60 井至沈 76 井一带的油气藏，西部凹陷的陈家洼陷内沙河街组三段浊积砂岩已获工业油流，沙河街组二段也获得了低产油流，清水洼陷在东营组中发现有层间构造存在等。总起来说，各个洼陷区的勘探程度都比较低，而作为负向构造的洼陷区，其含油圈闭主要是岩性圈闭。此外，凹陷的陡坡带勘探程度也相对低一些，陡坡带存在着多个水下扇砂体，应有岩性或断层—岩性油藏存在，并已为西部凹陷东坡的勘探成果所证实。

国内外各含油气盆地的勘探历史均表明，在勘探工作的早期主要是勘探和发现构造油藏，这是因为构造油藏较之非背斜油藏易于勘探和发现。随着勘探工作的深入，发现非背斜油藏的数量逐步增多，探明的储量中非背斜油藏储量所占比例将逐渐增大。

五、海滩和浅海地带有很大的含油潜力

下辽河坳陷向南伸人渤海辽东湾，西起锦州—葫芦岛、东至营口—盖县，滨岸线长约 340 公里，海滩和极浅海区(5 米水深线以内)宽度在 28 公里左右，面积为 3412 平方公里。其中海滩带面积 736 平方公里，潮间带面积 961 平方公里，极浅海区面积 1106 平方公里。

这个地区的勘探工作进行得很少，1959 年地质部航磁大队完成了百万分之一比例尺的航磁测量，1965～1977 年海洋地质调查部门完成了二十万分之一比例尺的海底重力测量和海磁测量，1971 年海洋地质调查部门深海地震队作的单次磁带剖面穿过本区的有 6 条约 170

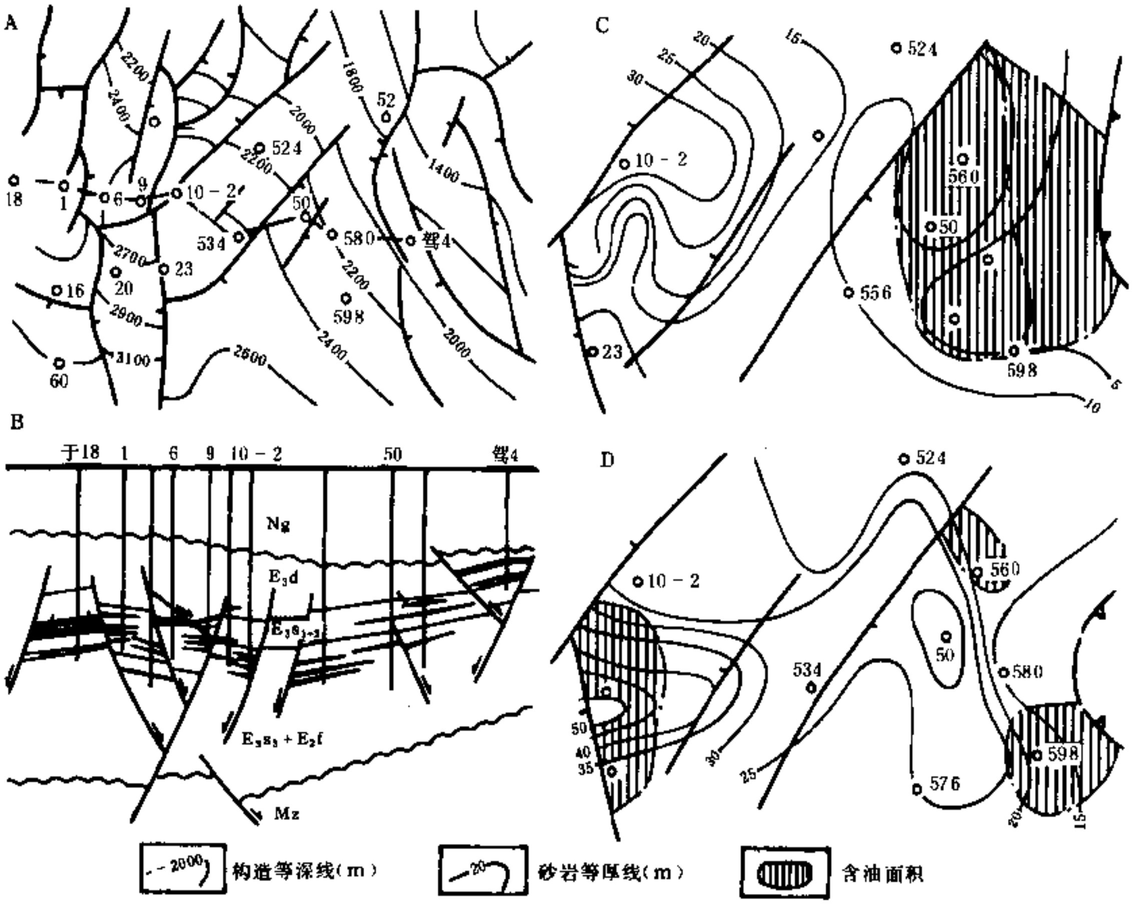


图 1-13-8　于 50 井区沙河街组一段下部油藏形成条件图

A—构造井位图；B—油藏剖面图；C、D—岩性圈闭油气藏平面分布图

公里，1977～1978 年海洋地质调查部门两个浅海地震队完成了 6 次覆盖剖面共 294.4 公里。以后又陆续进行了海滩地震及浅海数字地震，至 1988 年共完成数字 24 次覆盖测线 583.4 公里，并完成了比例尺为五万分之一的全区高精度航空磁测。其中模拟地震剖面品质较差，已完成的地震测线受工作条件限制未能在全区贯通，因而尚不能在全区内连片成图。区内及附近海域已钻探井 5 口（由渤海石油公司钻探），其中 2 口井已获工业油流。

1.构造格局

浅海—海滩地区是下辽河坳陷向海域的自然延伸部分，海陆构造间有相对应的关系。其中西部凹陷对应辽东湾的辽西凹陷，中央凸起对应辽西低凸起，东部凹陷对应辽中凹陷和辽东凹陷，其间夹持有辽东凸起（陆地对应于油燕沟潜山），见图 1-13-9。

西部凹陷延伸至海域的基底构造仍然是一东断向西缓慢抬升的单断箕状凹陷，沉降中心在双台子河口附近，沉积岩最大厚度达 8000 米，并向西南抬升，呈现海域部分比陆地变窄的趋势。从现有重、磁、地震等资料分析，海域部分以大洼断裂为骨干断裂，发育着一系列北东及北东东向断裂系统，陆地的双台子—双南背斜构造带、西斜坡断裂鼻状构造带及大洼断裂带等均向海域延伸，发育着与陆地类似的多种类型的圈闭。

中央凸起向海域呈倾伏趋势，但基底仍然有着较大的起伏，形成了若干个西断东倾的单斜潜山及其上覆的下第三系披覆构造，在浅海海域的一个最大的潜山称为“海南构造”，宽约

5公里，山头起伏较大，断裂也较发育，基底埋深2公里左右，推断为太古界花岗片麻岩组成，山头顶部为东营组所超覆。

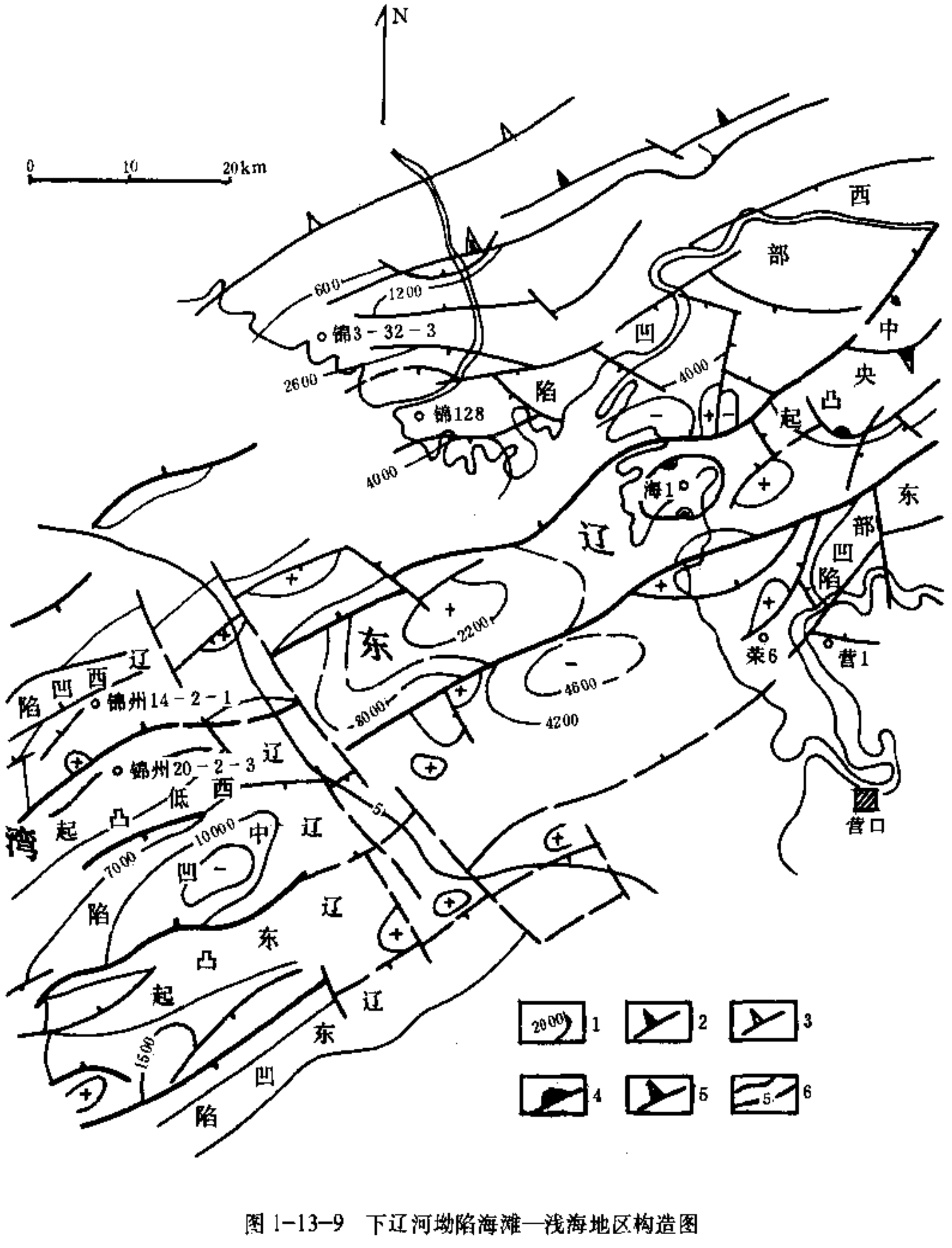


图1-13-9 下辽河坳陷海滩—浅海地区构造图

1—基底构造等深线（m）；2—下第三系剥蚀线；3—上第三系剥蚀线；4—沙河街组一段剥蚀线；5—沙河街组一段超覆线；6—海岸线、水深线（m）

东部凹陷向海域加宽加深，沉降中心跨越5米水深线两侧，据高精度航磁资料作出的基岩埋深图显示，沉积岩厚度近10000米，是辽东湾第三系沉积最厚的地区。

2.生油条件

陆地上东部凹陷和西部凹陷都以沙河街组三段为主要生油岩，沙河街组四段和一段也为良好生油岩。

海域内沙河街组三段尚未钻达，根据邻近本区东南角的金州附近海域1-1-1井岩芯分析资料，沙河街组一段生油条件比陆地更优越，剩余有机碳含量2.17%，氯仿沥青"A"含量为0.40125%，总烃含量1738ppm，热解分析 $S_1+S_2=12.49mg/g$。经初步分析，该井在2900米左右进入生油成熟阶段，R_o 为0.5，TTI 为8以上，其层位包括东营组中、下部在内，已具备较好的生油能力。

3.储集层条件

西部凹陷向浅海—海滩地区延伸部分可接受来自西部山区、中央凸起和北部河流所携带的碎屑物质，形成下第三系中的储集层，并在西斜坡和大洼断裂带下降盘形成不同类型的砂岩体。滨海的海外河构造钻探结果证明，东营组、沙河街组一段和三段均存在储集层，紧邻本区南侧海域的锦州9-3构造钻探证明，砂岩储集层普遍发育。

据金州1-1-1井的地层剖面，东部凹陷向海域延伸部分，砂岩储集层也比较发育。另据辽东湾海域及陆地钻探成果，组成本区基底的太古界花岗片麻岩及中、上元古界碳酸盐岩均可形成良好的潜山储集层。

4.圈闭条件

据现有资料初步分析，浅海—海滩地区已知存在以下4种类型的二级构造带。

(1) 缓坡型断裂鼻状构造带　西部凹陷西斜坡延伸至海域，在基岩斜坡背景上受北东向及近东西向断裂切割，形成与陆地相似的断裂鼻状构造带，发育着潜山、逆牵引背斜、断超、断剥、断层—岩性等多种类型圈闭。是陆地上西斜坡3个大型鼻状断裂构造带之外的第4个大型鼻状断裂构造带。

(2) 陡坡断阶型岩性—断鼻构造带　大洼断裂带向海域延伸，形成背靠大断层和凸起、面临深洼陷（清水洼陷）的狭长断阶构造带。陆地上已发现冷东、大洼、海外河等油气富集区块，海域也已发现若干个断块和鼻状构造。

(3) 潜山披覆构造带　中央凸起向海域倾伏后，基岩又抬起，形成基岩埋藏深度与海外河相近的海南构造，潜山由太古界花岗片麻岩组成，上有下第三系超覆，顶部超覆地层为东营组，形成披覆构造，围斜部位陆续超覆着沙河街组三段和一段，存在超覆圈闭。

(4) 凹陷中央断裂背斜带　西部凹陷双南构造可延伸至海滩地区；东部凹陷荣兴屯构造也向海域延伸，并在海域的盖州滩南发现断裂背斜带，与凹陷走向呈"X"形展布，背斜形态清楚，具凹中之隆特点，浅部构造幅度大于深部，与东部凹陷中央背斜构造带相似。

浅海—海滩地区的石油地质基本特征与陆地相同。陆地上的鸳鸯沟地区、双南构造、海外河构造、荣兴屯构造及油燕沟构造一带的含油气范围均已向海域延伸，海域中辽东湾的绥中36-1构造及锦州20-2构造已分别在东营组、沙河街组一段和潜山找到了储量比较丰富的油气藏，紧邻浅海地区的锦州9-3构造也获得较好的油气层及工业油气流。因而浅海—海滩地区的含油气前景是不容置疑的。由于浅海—海滩地区的勘探开发成本要比陆地高出许多，这个地区的勘探工作不仅要加速展开，而且应集中力量寻找富集高产的油气藏。

第二节 天然气的勘探方向及潜力分析

下辽河坳陷现已发现有三种类型的天然气，即生物气、热解气（亦称油型气）和煤型气。按其纵向分布，可分为三个主要产气层次，即浅层气（包括生物气、部分低成熟热解气和次生气），其埋深小于2000米；中深层的原油伴生气（含部分凝析油伴生气），大致埋深2000～3500米；深层原生气藏（包括凝析油伴生气、裂解气），埋深大于3500米。历年来已探明的天然气储量，绝大部分是埋深小于3500米的原油伴生气及少量次生气。

一、浅层气

1.生物气

近20年来，随着勘探实践和理论研究的深入，生物气作为重要勘探对象，已为广大地质工作者所确认。它不仅能大规模生成，也能大规模的聚集和保存。

从下辽河坳陷新生代不同时期的沉积环境分析，除第四系为咸水湖盆不利于生物气生成外，其它层系绝大部分是淡水至微咸水环境。从下第三系看，各个层段有机质含量丰富，在快速沉积条件下，有着良好的还原环境，具备形成生物气的基本地质条件。已在欧里坨子辽12井发现的沙河街组一段气藏（初产气量日产18万立方米），不仅表明生物气的存在（$\delta^{13}C_1$为−61‰），而且显示了存在高产富集条件。

从三个下第三系凹陷的气源岩母质类型看，西部凹陷偏腐泥型，大民屯凹陷、东部凹陷偏腐殖型，后二者有利于生物气大量生成。但由于大民屯凹陷盖层条件相对较差，东部凹陷应是勘探生物气的主要方向。目前在欧利坨子构造除辽12井已获工业气流外，最近钻探的欧8井与辽12井相距3公里，在相同层位亦钻遇气层，天然气的$\delta^{13}C_1$为−56‰，基本上属生物气范畴，说明在该处有可能找到较大面积的生物气富集区块。其次在黄金带以南地区的沙河街组一段至东营组层位，均是可能存在生物气的有利地带，大民屯凹陷西部的前进构造带、荣胜堡洼陷也可能为有利地区。

上第三系为坳陷期沉积物，总的趋势是由北向南加厚，在坳陷南部地区最大埋深达1500米，是生物甲烷菌繁殖最佳深度。该处明化镇组泥岩发育，可能成为气源层。特别是在东部凹陷南部黄金带—荣兴屯构造一带西侧，上第三系形成一个大面积长垣式背斜构造带，圈闭面积310平方公里，闭合幅度200米，可能形成生物气的聚集。

2.低成熟热解气

这种气形成于生物成因气以下、成油门限以上层段，大致埋深为1500～2700米，其产层埋深一般多小于2500米。主要产层是沙河街组三段上部、一段和东营组，已发现存在于大民屯（$E_2s_3^{\text{上}}$）、法哈牛（$E_2s_3^{\text{上}}$）、热河台（$E_2s_3^{\text{上}}$）、兴隆台（$E_3s_1^{\text{中}}-E_3d$）等油田，于楼、茨榆坨等油田也发现有这种类型气藏。

低成熟热解气的生成与母质类型的关系密切。Ⅰ型干酪根未成熟（油）阶段产气率是较低的，而Ⅱ型、特别是Ⅲ型干酪根，其产气率与热演化程度呈线性关系，在油的未成熟阶段就可大量成气（图1−13−10）。

东部凹陷沙河街组三段上部至东营组、大民屯凹陷沙河街组三段中、上部、西部凹陷沙河街组一段至东营组，多为$Ⅱ_B$～Ⅲ型干酪根，沙河街组三段上部的炭质泥岩发育段，厚度大、分布广，是重要的气源层。东营组在沉积中心区域，为浅湖相或湖沼相，暗色泥岩发育，有机质丰富，也是重要气源岩。

这类天然气勘探有利地区是茱胜堡、长滩、二界沟、驾掌寺、清水等洼陷及其周围地区，洼陷内重点勘探东营组；洼边及外侧探沙河街组三段上部或一段，重点地区为欧里坨子、桃园—荣兴屯、海外河等构造区。

3.次生气

主要是指较深部位形成的油气藏由于断裂破坏或渗滤作用，透过盖层运移到浅层再聚集的天然气。由于在运移过程中重烃组分容易被阻留，次生气多以甲烷为主，但保留了生成时的碳同位素特征，比前两种天然气的碳同位素重，以此可资区别。

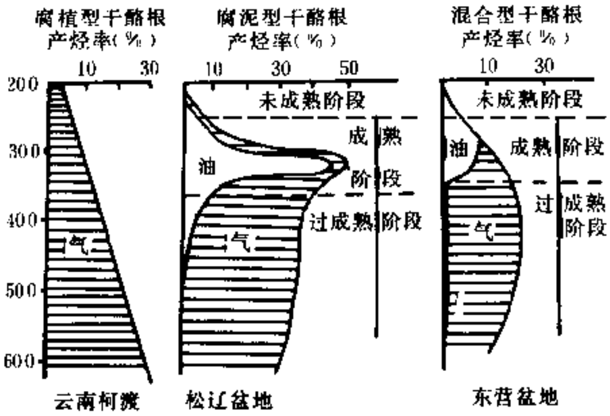


图 1-13-10 不同类型干酪根产烃率模式图

下辽河坳陷断裂活动十分强烈，多期断裂在开启期都可作为天然气加速垂向运移的通道，因而次生气十分发育，分布广泛。大民屯凹陷的气藏几乎都是次生气，兴隆台、黄金带、牛居等油气田次生气分别占该油气田天然气储量的 91%、56% 和 41%。浅层次生气主要发育层系是沙河街组三段、一段和东营组，最高层位是上第三系明化镇组（大平房构造大浅 1 井于 639～648.2 米井段试气，日产气 6000 立方米）。最近，相距大浅 1 井 825 米的大浅 2 井，在明化镇组 673.1～743.4 米井段中亦发现有气水同层，说明其范围很大。在大民屯凹陷的边台地区已发现最浅的次生气，民 6 孔于井深 321 米沙河街组一段内获工业性气流。

次生气藏具有下列特点：

①压力系数低，一般为 0.9～1.06，对盖层的封闭性能和厚度要求不很苛刻。特别是下第三系泥岩封闭性能普遍较高，如锦 2-7-7 井沙河街组一段仅 2.5 米泥岩作盖层，其下气层日产气 71000 立方米。

②储气层多为透镜体砂层，相互连通性很差。这一特点一方面容易形成数量众多的小气藏；一方面又导致这类气藏零星分布，难以形成整装的勘探领域。

③储气层物性好，平均孔隙度为 22%～29%，渗透率为 $86 \sim 6086 \times 10^{-3}$ 二次方微米。

④晚期（早第三纪末期—晚第三纪）断裂控制次生气的分布和富集，断裂密集、活动强烈的地区正是次生气富集区。断裂断达层位就可能是次生气存在的层位。

⑤中深层油气富集区之上多存在浅层次生气发育区。

根据地质条件分析和现有勘探程度，这类气藏的有利勘探区应在大民屯凹陷东部的边台—曹台地区、法哈牛东侧地区；东部凹陷热河台以南的广大地区等。此外，在兴隆台、牛居等已开发次生气富集区内，通过对已钻井复查，新发现 51 口井中有不同厚度的浅气层，具有相当潜力。

二、中—深层气

包括成熟阶段的石油伴生气、高成熟阶段的凝析油伴生气、裂解气和深层过成熟阶段的裂解气，是坳陷内储集最丰富的天然气。

1.石油伴生气

具有与石油同样的分布和富集规律。其中有溶解在石油中的气、常与油层间互存在的夹

层气及更多的与石油共存构成大小不等的气顶气。按储量统计，各种伴生气的储量占探明总储量的五分之三。这部分天然气主要依靠与石油兼探的方法发现与探明。

2.深层气

系指埋深大于4000米的天然气。按照有机质热演化理论，液态烃在古地温150℃条件下尚可存在（约相当4500米左右），而天然气比石油具有更广泛的形成区间，其存在的古地温可高达250℃（约相当埋深9000米）。

目前坳陷内已获工业气流最深的井是西部凹陷齐62井，在沙河街组三段层位、井深3398.0～3470.8米，日产气104320立方米，凝析油52.45立方米。凝析油相对密度0.6815。获低产气流最深的井是马深1井，在沙河街组三段，井深4184～4329米，套管畅喷日产气81立方米。天然气相对密度0.6601，甲烷85.22%，重烃12.53%。

由于对3500米以下深层钻探较少，对深层气的潜力了解很不够，可以作以下的推论：

①在3500米以下深度内分布的主要是沙河街组三、四段及部分沙河街组一段，它们都是坳陷内的主要生油气源岩，处于中、高成熟和过成熟演化阶段，必然会生成大量的原油、凝析油伴生气和裂解气。

②运用$\delta^{13}C_1$与R_o、R_o与h（气源岩埋深）关系来追踪气源岩的资料，发现有一部分天然气的源岩埋深要比其产层加深1850米±400米左右，表明这部分天然气是在产层以下1500～2200米的层段生成后运移上来的。也就是说，3500米以下的层段应是原生气藏发育段。

③从地质条件分析，在主要气源岩沙河街组三、四段大套泥岩层段中插入有扇三角洲、浊积岩砂体，存在着储集条件，只要储集层物性适合，就可形成原生气藏。

④坳陷内已钻的少量深探井证实原生气藏是存在的。除马深1井外，牛深2井于4160～4165米发生井涌，4266～4357米存在气层（因固井质量问题未能试气），大15井于4190.8～4365.9米共发现气层4层15.6米。但其储集层物性一般较差，如牛深2井在3659～4445米井段，储集层孔隙度9%～10%，渗透率一般小于1×10^{-3}二次方微米。其中也有个别层段较好，例如该井4145～4148.5米储集层孔隙度10.8%，渗透率平均为6.8×10^{-3}二次方微米。

总之，埋深大于4000米的下第三系深层是一个有希望、有较大勘探潜力的重要领域。但由于深层圈闭、储集层研究的难度大、资料少，对这个深度段的有机质演化、成岩后生作用、油气相态和运移聚集规律等一系列问题尚待探索。从现在起，有计划地展开深层领域的物探、测井、地质综合研究并部署钻探是十分必要的。

三、煤型气

下辽河坳陷基岩层和沉积盖层中均有煤系地层分布，如石炭—二叠系、上侏罗统、下第三系等，其中最主要的是侏罗系。

1.石炭—二叠系

主要分布在东部凹陷三界泡潜山带和东部凹陷北段的东部陡坡带以及坳陷的东部凸起带。这一地区是辽宁省东部古生代的太子河凹陷分布区，其中石炭—二叠系广泛存在，夹有多套煤层。据红阳煤田资料，其煤阶多为肥煤至无烟煤，在煤化过程中可形成大量煤型气，已开采的煤层均富含瓦斯气。

2.侏罗系

分布于坳陷东、西两侧的中生界断陷中。发育有较厚的暗色泥岩和煤层，以西部凹陷西

八千一带煤层最厚，一般为10～20米，千6井最厚达86米。不同地区煤层的煤阶不一，西部凹陷多为长焰煤，东部凹陷及大民屯凹陷静安堡以北以肥煤—气煤居多，有利于生成大量煤型气。目前已在界3井获工业气流，该井在2028.2～2046.4米，日产气6290立方米。气组分中甲烷含量占70%左右，氮含量高达17%，$\delta^{13}C_1$为-31.6‰。

3.下第三系煤型气

在东部凹陷东北角外缘的永乐煤田为沙河街组三段煤系地层产出的褐煤层；大民屯凹陷北部相邻的沈北凹陷则发育有沙河街组四段煤系地层的褐煤层，已进行开采。据洋385孔气源岩地球化学指标，干酪根为II_B—III型，R_o值为0.28%～0.49%。267孔在孔深433.25米的煤层顶部发生井喷达两年之久。695孔在122～148米钻遇煤层中的薄砂岩夹层时也发生井喷，说明浅层煤型气的存在。

坳陷内沙河街组三段上部广泛分布有炭质层，部分地区有厚数米至10余米的褐煤层，尤以东部凹陷比较普遍。在这个层段形成煤型气藏的可能性是不容忽视的。

坳陷内煤型气的勘探工作极少，仅在三界泡潜山的界3井于侏罗系中发现煤型气藏，虽已钻井4口，都在构造低部位或外围，该构造带面积80平方公里，很值得选择合适的位置进一步钻探。在坳陷东部凸起区广泛分布石炭—二叠系及上侏罗统含煤层系，目前对这个地区地质情况研究很少，是煤型气的潜在远景区。另在东部凹陷沙河街组三段上部油气勘探中，应注意是否有煤型气存在。

综上所述，下辽河坳陷还有很大的油气潜力有待深入勘探开发。

参 考 文 献●

辽河油田，1983，辽河油田注热蒸汽试验取得明显效果，石油学报，第4卷第2期。

马力等，1981，中国东部的含油盆地和隐蔽圈闭，美国石油地质家协会（AAPG）论文集，第32卷。

王开发等，1983，辽河油田古潜山油藏原油孢粉、藻类组合及其油源探讨，石油勘探与开发，1983第3期。

王尚文，1983，中国石油地质学，石油工业出版社。

王秋华等，1983，热力开采的可行性研究，石油勘探与开发，1983第4期。

中国科学院地球化学研究所，1982，有机地球化学，科学出版社，1982。

卢松年等，1986，生物降解作用与辽河"稠油"的形成，石油学报，第7卷第3期。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪介形类，科学出版社。

●本书主要根据辽河油田生产和研究单位最新研究成果（未刊稿）编写

第二篇　下辽河坳陷外围盆地

第一章　概　况

下辽河坳陷外围盆地主要是指分布在辽宁省境内的一些中、新生代沉积盆地，还包括内蒙古自治区境内靠近辽宁省一侧的中生代沉积盆地。据统计，大大小小的盆地有40多个，除抚顺、永乐新生代地堑外，都是中生代沉积盆地，而且主要是一些含煤盆地。辽东山地丘陵区数量较多，但面积一般都小于100平方公里，主要是早、中侏罗世的含煤盆地，部分为晚侏罗世的火山岩盆地。面积大于1000平方公里的沉积盆地全部分布在长—大线以西的辽河平原区和辽西山地丘陵区，部分在靠近辽宁省一侧的内蒙古自治区境内，共有9个，它们是：开鲁盆地、铁岭—昌图盆地、彰武—黑山盆地、阜新—义县盆地、朝阳—北票盆地、平庄—马厂盆地、建昌—喀左盆地、赤峰—锦山盆地、金岭寺—羊山盆地（图2-1-1、表2-1-1）。

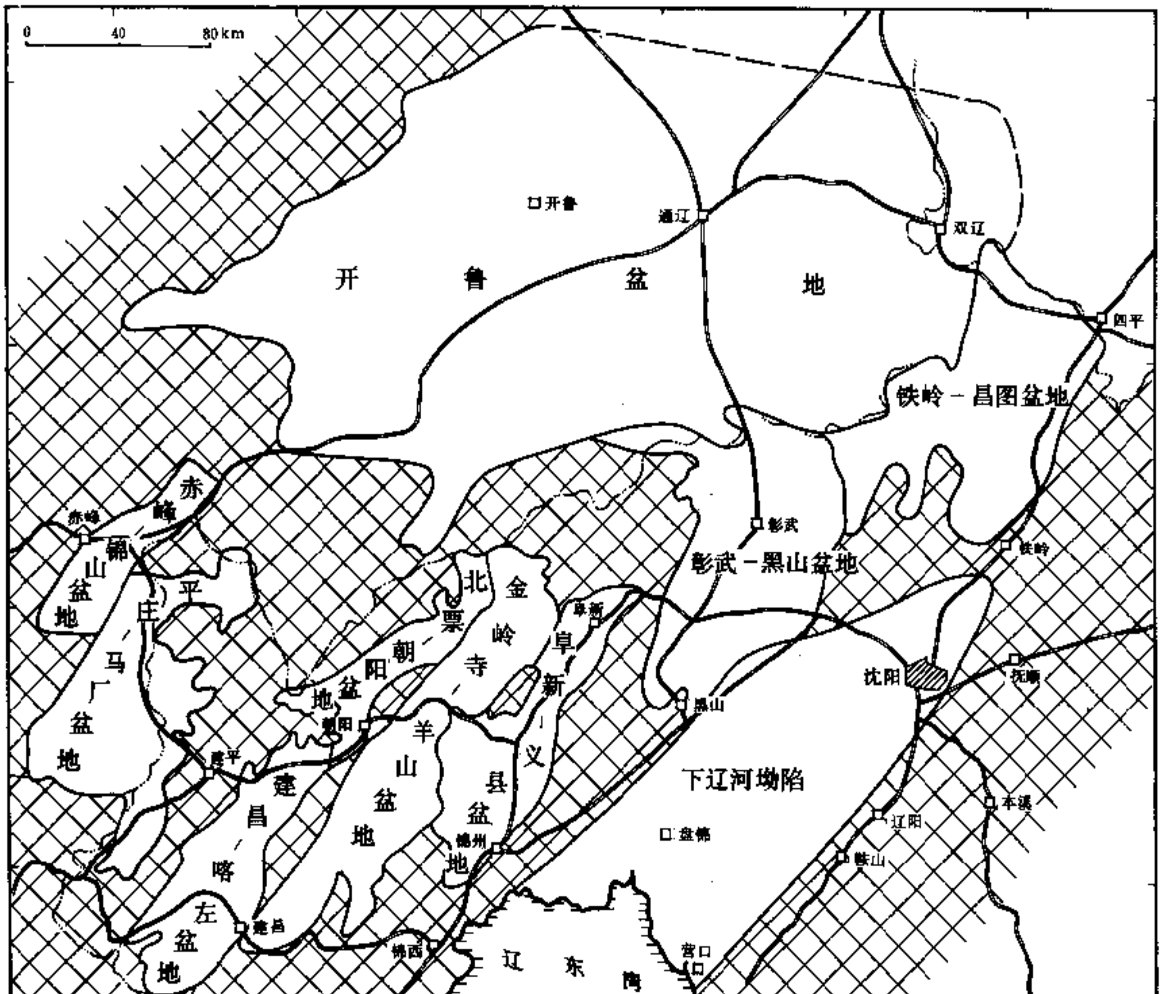


图2-1-1　下辽河坳陷外围中生代沉积盆地分布图

表 2-1-1　下辽河坳陷外围中生代沉积盆地统计表[1]

盆地名称	盆地面积 (km²)	沉积岩面积 (km²)	沉积岩总厚度 (m)	地层时代
开鲁盆地	33200		6000	$K—J_3$
铁岭—昌图盆地	7440	6900	3800	$K_1—J_3$
彰武—黑山盆地	7650	3880	4100	$K_1—J_2$
阜新—义县盆地	2000	2000	3600	$K_1—J_3$
朝阳—北票盆地	1950	1320	4800	$J_3—J_1$
平庄—马厂盆地	2332	1600	1550	$K_1—J_3$
建昌—喀左盆地	3756	2600	2700	$J_3—J_2$
赤峰—锦山盆地	1450	1200	1400	$K_1—J_3$
金岭寺—羊山盆地	5530	3000	5000	$K_1—J_1$

①表中仅列面积大于 1000 平方公里者。

这 9 个中生代沉积盆地总面积达 65308 平方公里，比下辽河坳陷陆地部分面积的五倍还多，是石油及天然气勘探的后备战略地区，也是接替下辽河坳陷找油找气的新领域。

开鲁盆地是外围中生代沉积盆地中面积最大的一个，总面积达 3.32 万平方公里，过去曾把它当作是松辽盆地的一部分。

开鲁盆地的石油地质调查工作开始于 1956 年，从 1957 年开始，对开鲁盆地进行非地震的地球物理综合勘探。全面勘探是在 1983 年以后。勘探重点是盆地西北部的陆家堡凹陷，目前已进入地震详查和区域预探阶段，到 1988 年底已完成区域探井 7 口。早在 1982 年到 1984 年间，东北内蒙古煤炭工业联合公司在陆家堡凹陷钻的二个浅孔——道一孔和巨 2 孔就已在侏罗系发现油气显示，并已为 1986 年以后的区域勘探所证实，经过试油验证，已在陆参 1、陆参 2、陆参 3 井获得少量油流，说明开鲁盆地是一个很有远景的含油气盆地。

其他 8 个面积较大的盆地都在辽宁省境内，或在辽宁省与内蒙古自治区交界处。这些盆地过去虽都进行过一些地球物理勘探工作，但大部分未进行过以石油地质为目的的调查研究工作，只有阜新—义县盆地进行过油气勘探。1980 年以来，为了准备勘探的后备接替地区，对 8 个盆地进行全面地质调查研究，并对铁岭—昌图盆地、阜新—义县盆地、彰武—黑山盆地做了少量地震测线，还进行了重磁力精查和高精度航空磁测，对其他盆地也做了一些调查研究，共完成地震测线 1721 公里，重磁力测线 6736 公里，航磁测线 17343 公里，目前区域预探尚未展开。这些盆地虽然都是以含煤为主要特征，但是，却有广泛的油气显示，而且在一些盆地中，油气与煤还存在共生关系，更是寻找煤成气的有利场所。据调查，在阜新—义县盆地，探煤的浅孔和采煤的巷道上发现的油气显示非常普遍，特别是在东梁构造上，见到不同程度油气显示的浅孔多达 200 口以上，有的浅孔还采过少量原油或有大量天然气喷出，喷出高度可达 20 米以上。在朝阳—北票盆地，有十多口探煤的浅孔取上了含油砂岩。铁岭—昌图盆地的南部也发现了油和气的显示。在平庄—马厂盆地，坑道作业过程中流出了原油，不得不暂时将坑道封闭。在这 8 个主要沉积盆地中，有资料可查的发现油气苗的盆地

有6个之多，它预示了很好的找油和找气前景，值得进一步勘探。目前正根据对各盆地的认识程度和发展的需要，展开大规模地球物理勘探，进行早期资源评价，随着勘探工作的发展，下辽河坳陷外围的这些中生代盆地在石油和天然气的勘探史上，将占有越来越重要的地位。

第二章 开鲁盆地

开鲁盆地位于内蒙古自治区哲里木盟，西临大兴安岭，南依辽西山地。盆地西部及南部边缘为低缓的丘陵，内部为草原和沙漠，西辽河横贯中部，海拔200～350米，由西南向东北地势逐渐变缓，盆内地形高差一般为20～30米。铁路线以通辽市为交汇点，可与北京、沈阳、齐齐哈尔、长春相通，各旗（县）之间有公路连接。

开鲁盆地是一个中生代沉积盆地，过去一直被当作松辽盆地的次级构造单元——西南隆起，现单独划出，以强调其晚侏罗世断陷群的发育（图2-2-1）。

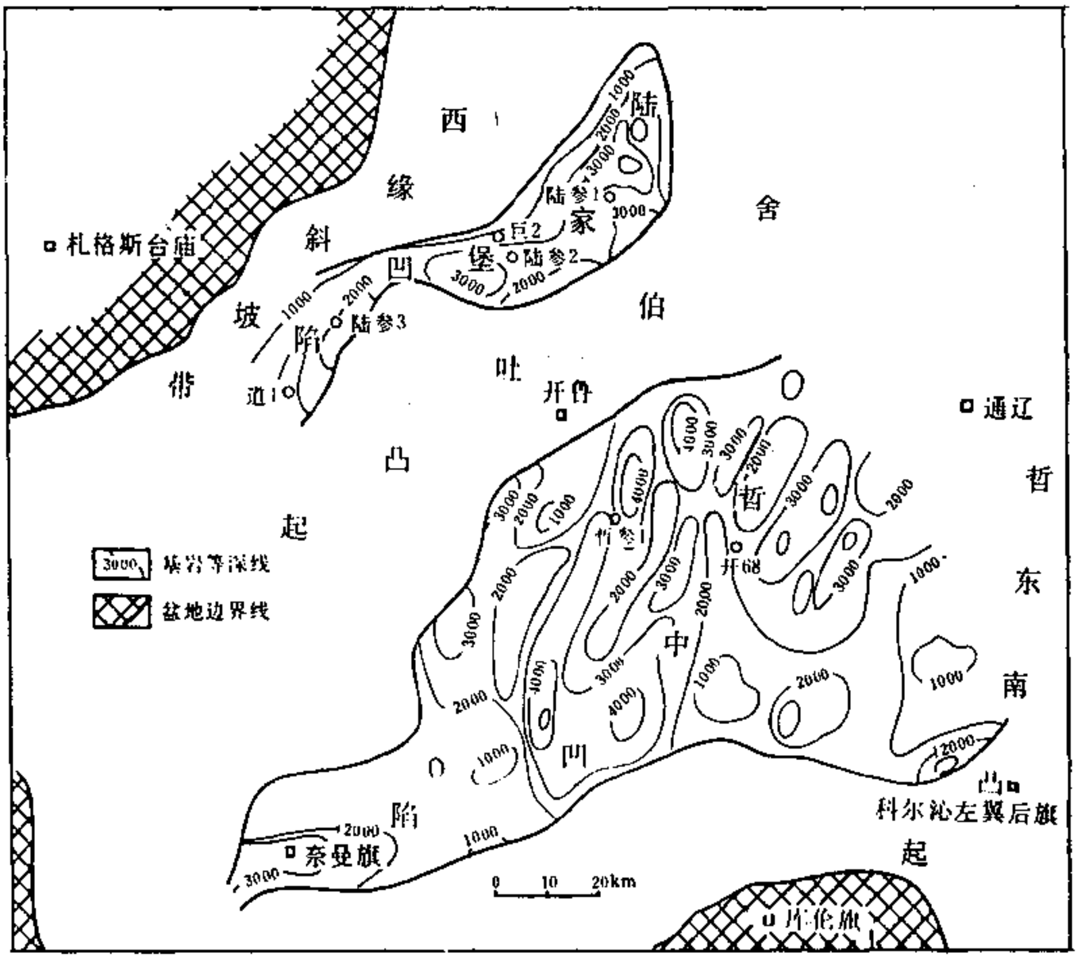


图2-2-1 开鲁盆地区域构造图(等深线单位:m)

开鲁盆地的大地构造位置处在吉黑褶皱带，盆地南缘加里东褶皱带已经出露地表，西北与内蒙兴安褶皱带为邻，东界以北正镇—双辽深断裂（西南隆起区与东南隆起区的分界）为界较为恰当。

第一节 勘探历程

开鲁盆地的地质调查和勘探工作始于1956年。1956年，地质部石油地质局157队在盆地的南缘首先发现白垩系。1958年，内蒙地质局王家营子地质队对奈曼杖子的侏罗系油页岩进行了勘探。1959年3月，地质部松辽石油普查大队开始了全区性的石油地质普查工作，到1960年底，在莫力庙凹陷结合浅钻，完成了1：200000的地质普查。1966年出版了包括开鲁盆地在内的石油地质图集。1979年吉林油田研究院对盆地进行地质调查，采集生油样品21个，并对哲中凹陷的重、磁力资料作了二次导数处理。

开鲁盆地物探工作开展较早，1956～1958年，地质部东北石油物探大队904队进行了1：1000000航空磁测和区域重力测量，后来东北石油物探大队又在本区及附近做了4条电测深大剖面、3条大地电流剖面、11条地震反射和折射剖面，在莫力庙凹陷作了1：200000扭秤详查，1960年又在开鲁以南进行大地电流测量。同年，松辽石油勘探局地质调查处301队在本区进行1：200000重力、磁力测量。1978～1979年，吉林油田地质调查指挥部对盆地进行地震勘探，完成9条6次覆盖剖面，长445.2公里。认为开鲁盆地侏罗系的含油气远景哲中凹陷优于陆家堡凹陷。从1983年开始，辽河石油勘探局对开鲁盆地进行全面地震普查，到1988年底共完成数字地震多次覆盖剖面1.0121公里，折射剖面486.1公里。重力4243公里。磁力1656公里。探井7口，总进尺1.569万米。1978年以前前人在开鲁盆地完成的物探、浅钻和采样工作量见下表（表2-2-1）。

表2-2-1 开鲁盆地前人物探浅钻采样一览表

重力				扭秤		垂直磁法			
面积测量			剖面测量			面积测量		剖面测量	
(km^2)			(km)	(km^2)		(km^2)		(km)	
1：100万	1：20万	1：10万		1：10万	1：5万	1：1000万	1：20万	1：10万	
52270	24700	1900	530	9810	863	59530	24700	1900	530

航磁	电测深	大地电流	地震(km)			浅钻		采样	生油分析(块)	薄片分析(块)
			反射		折射	井数	进尺			
(km^2)	(km)	(km^2)	光点记录	6次覆盖		(口)	(m)	(块)		
1：100万	1：50万	1：20万								
56175	630	16000	130	445.2	179	64	27962.3	6472	20	75

通过地球物理综合勘探，划分了开鲁盆地的基本构造单元，其基本构造格局为"两凹、两凸、一斜坡"。

1982年和1984年，煤炭工业部门在开鲁盆地陆家堡凹陷普查找煤过程中，道1孔和巨2孔发现油气显示坚定了在这一地区寻找油气资源的信心。从1983年起，辽河石油勘探局

在开鲁盆地全面开展石油地质普查，首先通过地震勘探基本搞清了陆家堡凹陷的构造格局，接着进行区域预探，钻了陆参1等7口区域探井，对该凹陷的油气资源进行了早期评价(1989年)。哲中凹陷由于地处沙漠地带，工作难度大，只进行了地震概查，根据地震、重磁力、航磁等地球物理资料，并结合哲参1井的钻井地质资料，也于1989年提出初步评价。通过系统划分地层和地球化学指标综合对比，明确了上侏罗统的九佛堂组、沙海组和阜新组是主要生油层系，在试油已获低产油流的基础上，进行成油地质条件的综合分析，评价了含油气远景，指出开鲁盆地（特别是陆家堡凹陷）是一个很有含油气远景的盆地，应该进一步勘探。但从目前资料分析，储集层不太发育，油层物性也不太理想，勘探的主攻方向是寻找有利相带，目前陆家堡凹陷的勘探和综合研究工作正在向这一方向发展，预计近期会有所突破。

第二节　地层和沉积相

一、地层

盆地地层为上侏罗统义县组、九佛堂组、沙海组、阜新组；白垩系泉头组、青山口组、姚家组、嫩江组、四方台组、明水组和新生界。现由老而新分述如下。

1.侏罗系

义县组（J_3y）　揭露井段为灰绿色、间呈紫灰色的凝灰岩夹安山质角砾岩或集块岩，普遍有水云母化、绿泥石化和泥化等蚀变现象。与邻区对比，本段地层可相当于义县组。揭露最大厚度为748米。

九佛堂组（J_3jf）　为一套灰质和凝灰质含量较高的暗色湖相沉积。下部为深灰色泥岩与灰褐色油页岩薄层互层，夹少量凝灰质泥岩；上部为深灰色凝灰质泥岩夹凝灰质砂岩和棕褐色油页岩、泥灰岩薄层。泥岩中含碳酸盐和黄铁矿。本组产化石有：*Limnocypridea jianchangensis* 建昌湖星介，*Cypridea vitimensis* Mand 维提姆女星介，*Lycopterocypris liaoxiensis* Zhang 辽西狼星介，*Asioestheria* sp. 亚洲叶肢介(未定种)，*Lycoptera* sp. 狼鳍鱼（未定种）和 *Ephemeropsis trisetalis* Eichwald 三尾拟蜉蝣等。孢粉组合特征是裸子植物花粉含量占优势，在90%以上，以松科花粉为主。蕨类孢子含量极少，常见的无突肋纹孢数量和类型均少。本组厚251～778米。与下伏义县组呈整合接触。

沙海组（J_3sh）　以深灰色泥岩为主，同色粉砂质泥岩次之，粉砂岩、砂岩夹层下部为多，向上减少，下部夹劣质油页岩，偶见暗褐色泥晶石灰岩。具水平层理、波状层理和透镜状层理。本组见少量介形虫化石，种属单调，有 *Timiriasevia* sp. 季米里亚介（未定种），*Darwinula contracta* Mand. 窄达尔文介，*Ziziphocypris simakovi* (Mand.) 西氏枣星介，*Rhinocypris* sp. 刺星介（未定种）等。孢粉组合以裸子植物花粉占绝对优势（82.9～100%），*Piceaepollenites* 云杉粉属明显高于 *Pinuspollenites* 双束松粉属，*Cedripites* 雪松粉属、*Cycadopites* 苏铁粉属发育。蕨类植物孢子中 *Appendicisporites* 有突肋纹孢属、*Laevigatosporites* 光面单缝孢属开始出现，*Cicatricosisporites* 无突肋纹孢属、*Klukisporites* 克鲁克孢属较九佛堂组发育。本组厚111～472米。与下伏九佛堂组呈平行不整合接触。

阜新组（J_3f）　下段以深灰、灰色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹浅灰、灰白色粉砂岩、砂岩、近底部夹凝灰质粉细砂岩。泥岩含炭屑较多。具水平层理、波状层理，有时可见小型

交错层理和搅动构造。虫孔发育。

上段为一个完整的沉积旋回。下部为由深灰色泥岩、浅灰色粉砂岩、细砂岩、含砾砂岩、砂砾岩构成的反韵律层，中上部以深灰色泥岩为主夹少量炭质泥岩和薄层砂岩，螺化石丰富，局部富集成层。具波状层理、水平层理和交错层理.

本组产动物化石。有 *Cypridea globra* Hou 球状女星介，*Cypridea* aff.*tenuis* 纤细女星介（亲近种），*Darwinula contracta* Mand 窄达尔文介，*Ziziphocypris simakovi* (Mand) 西氏枣星介，*Rhinocypris* cf.*pluscula* Li 稍大刺星介（比较种），*Probaicalia gerassimovi* (Reis) 格氏前贝加尔螺，*Zaptychius* sp. 褶襞螺（未定种)。孢粉组合中蕨类孢子的 *Cicatricosisporites* 属、*Appendicisporites* 属和 *Pilosisporites* 属相当发育，裸子植物花粉含量仍然较高，被子植物个别见到有 *Clavatipollenites* 棒纹粉属、*Tricolpopollenites* 三沟粉属。藻类化石有 *Mesochara* cf. *yanbianensis* 延边中轮藻（相似种)、*Euaclistochara mundula* 整洁真开口轮藻等。

本组厚 142～737 米。与下伏沙海组呈整合接触。

2.白垩系

泉头组（K_1q） 据哲参 1 井揭露，为紫红、棕红和杂色砾质砂岩、砂砾岩、砾岩和砾质泥岩。砾岩砾石成分为安山岩、流纹岩、凝灰岩和斑岩等，分选差，最大砾径 10 厘米，次棱角状—次圆状，泥砂充填。孢粉组合特征裸子植物花粉占优势（57.8%)，蕨类植物孢子居次要地位，被子植物花粉有一定数量（9.6%)。蕨类植物孢子中以 *Schizaeoisporites* 希指蕨属为主（21.1%)，出现了青山口组才见到的 *Nevesisporites* 多花孢和 *Balmeispories* 巴尔姆孢。裸子植物花粉中 *Classopollis* 克拉梭粉属最多（27.8%)，松柏类 *Pristinuspoltenits* 原始双囊粉属居次要地位（14.7%)，被子植物以 *Tricolpopollenites* 三沟粉属为主，*Tricolporopollenites* 三孔沟粉次之。厚度 1069 米。与下伏上侏罗统呈角度不整合接触。主要分布于哲中凹陷及其以东地区，陆家堡凹陷缺失。

青山口组（K_1qn） 中下部以浅绿灰、深灰色泥岩为主，粉砂质泥岩次之，局部夹浅灰色砂砾岩、细砂岩、粉砂岩。富含介、螺化石，含炭屑和黄铁矿。上部为浅灰色砂砾岩、砂岩、灰、绿灰色泥岩构成的正韵律层，泥岩居多，质不纯。具水平层理和波状层理。本组产化石，有：*Ziziphocypris simakovi* (Mand) 西氏枣星介，*Z.costata* (Gal.) 肋纹枣星介，*Cypridea concinaformis* 似灵巧女星介，*C.*aff.*nota* 友谊女星介（亲近种)，*Mantelliana* sp. 曼特尔介（未定种)，*Darwinula contracta* Mand 窄达尔文介，*Sphaerium* sp. 球蚬（未定种)，*Tulotomoides* sp. 似瘤田螺（未定种)。孢粉组合中蕨类植物孢子含量增高，海金砂科的 *Cicatricosisporites* 属和莎草蕨科的 *Schizaeoisporites* 属比较发育，裸子植物花粉以松科的 *Pinuspollenites* 属和 *Piceapollenites* 属为主。被子植物花粉有构造简单的 *Tricolpopollenites* 网面三沟粉属和 *Clavatipollenites* 棒纹粉属。本组厚 0～236 米。与下伏上侏罗统阜新组为角度不整合接触。

本组孢粉组合与松辽盆地南部地区青山口组对比，缺少常见的多花孢和巴尔姆孢及较进化的三孔沟粉等被子植物花粉。介形类化石种属比较单调，未见青山口组的标准化石。另外，陆参 2、3 井剖面中也未见青山口组。

姚家组（K_1y） 为一套紫红色洪冲积相堆积。中下部为浅灰色砂砾岩与棕红色泥岩互层；上部为棕红色泥岩。本组化石稀少，有：*Cypridea infidelis* 假女星介，*Cypridea tera* 园女星介和 *Cypridea concinaformis* 似灵巧女星介，孢粉化石仅在个别样品中见到，

有：*Schizaeoisporites* 希指蕨孢属，*Cicatricosisporites* 肋纹孢属，*Pilosisporites* 刺毛孢属，*Densoisporites* 层环孢拟套环孢，*Laevigatosporites* 光面单缝孢属，*Inaperturopollenits* 无口器粉属，*Tricolpopollenites* 三沟粉属，*Beaupreaidites* 美丽粉属，*Proteacidites* 山龙眼粉等。本组厚19～66米。与下伏青山口组为平行不整合接触。

嫩江组（K_2n） 仅见嫩江组一段，下部为灰绿色粉细砂岩、浅灰色砂砾岩，偶夹泥晶石灰岩薄层；中部由浅灰色砂岩、鲕状砂岩、粉砂岩、鲕灰岩、粒屑石灰岩和砂质石灰岩组成；上部为灰、灰黑色泥岩。本组富含生物化石，有：*Cypridea gunzulinensis* 公主岭女星介，*Cypridea acclinia* 斜女星介，*Cypridea gracila* 光滑女星介，*Cypridea ardua* 急剧女星介，*Lycopterocypris valida* 肥大狼星介和 *Triangulicypris* sp. 三角星介（未定种）等。孢粉组合中蕨类植物孢子增多，含量22.2%～59.3%，*Schizaeoisporites* 在种属和数量上均很丰富，裸子植物花粉减少，被子植物花粉含量迅速增加，主要有 *Beaupreaidites centenoformis* 梳状基柱山龙眼粉，*Lytharites* 拟千屈菜粉属等。本组厚34～77米。与下伏姚家组呈整合接触。

四方台组（K_2s） 以棕红色粉砂质泥岩与泥质粉砂岩为主，夹有绿灰、灰绿、棕红色细粉砂岩。含灰白色钙质团块。本组化石稀少，偶见 *Talicypridea amoena* 愉快似女星介，*Schizaeoisporites* 希指蕨属，*Beaupreaidites* 美丽粉属，*Tricolpopollenites* 三沟粉属等，本组厚35～276米。与下伏嫩江组为角度不整合接触。

明水组（K_2m） 下部为绿灰色、深灰色泥岩、粉细砂岩薄层，底部砂岩增多；上部为浅黄灰色粘土质砾岩夹薄层砂质泥岩。本组所产化石有 *Talicypridea amoena*，*Mongolocypris gigantea* 大型蒙古星介，*Valvata* sp. 盘螺（未定种），*Trucatalla* sp. 截螺（未定种）。孢粉化石中被子植物花粉含量最丰，属种繁多，出现了 *Aquilapollenites* 鹰粉属的 *A.spinulosus* 小刺鹰粉和 *A.turbidus* 锥形鹰粉与 *Wodehouseia* 沃氏粉。裸子植物花粉以松科花粉和 *Ephedripites* 麻黄粉较常见，蕨类孢子中 *Schizaeoisporites* 希指蕨属占绝对优势。还见有 *Maedlerisphaera* 梅球轮藻，*Amblyochara* 迟钝轮藻等轮藻化石。本组厚0～175.5米。与下伏四方台组呈整合接触。

新生界（Kz） 为一套多种成因的松散碎屑堆积。厚度为90～260米。

二、沉积相

九佛堂组 下部为浅—半深湖相；中部为三角洲前三角洲泥、三角洲前缘席状砂、河口坝、水下分流河道砂，由下往上呈反旋回沉积层序，砂岩粒度、单层厚度和岩屑含量逐渐增加。上部为静水半深—深湖相。油页岩厚度大，质纯，局部含炭屑和黄铁矿结核。

沙海组 水体变浅，主要为浅湖相和水下分流河道亚相。浅湖相主要为灰—深灰色泥岩夹薄层泥质粉砂岩。水下分流河道砂以细砂、中砂为主夹薄层泥岩，常见平行层理、波状层理及小型交错层理。

阜新组 下部为浅湖至滨湖相沉积，见灰、深灰色泥岩夹薄层灰白色粉砂或泥质粉砂岩上部为滨浅湖相，见三角洲席状砂，还出现了泥炭沼泽相。

泉头组 为干旱泛滥平原河流相（陆家堡凹陷缺失）。

青山口组 属浅湖相。泥质岩呈浅绿色，哲中凹陷为紫红色，反映弱还原—氧化环境。见水下河道砂和河道间泥砂互层。

姚家组 属干旱条件下的河流相沉积。

嫩江组 下部滨浅湖相，见鲕灰岩、鲕粒砂，介形虫化石富集成层；上部为浅湖相灰色

泥岩。

四方台组和明水组　氧化—弱还原条件下的河流相，可分河漫滩和点沙坝亚相。

综上所述，晚侏罗世在义县组火山喷发活动之后，盆地凹陷区迅即进入湖盆时期，开始了浅湖—半深湖—浅湖—滨湖的湖盆演化的全过程。由于地壳持续沉降，湖盆长期处于稳定的非补偿性沉积环境，陆源碎屑供给不足，缺少厚层砂体，但沉积了优质生油岩建造。早白垩世为滨湖—浅湖相，后期又遭受剥蚀，湖盆发育阶段结束。晚白垩世地壳缓慢上升，主要为河流相沉积，也常受到剥蚀，如哲中凹陷和陆家堡凹陷的西北边缘缺失明水组。

第三节　构造特征及其发展史

开鲁盆地是上叠于华力西地槽褶皱基底之上的中生代断坳型沉积盆地。通过多年来地球物理勘探和近期的预探工作，人们对盆地的构造特征及其发展历史逐渐有所了解，但看法不完全一致。

一、基底结构

根据周边地层分布推测，开鲁盆地的基底为古生代变质岩系。西拉木伦河深断裂是中朝和西伯利亚两大古板块的分界线。其两侧古生代地层呈对称性分布，即由此界向北、向南地层由新变老。北带大致呈北东向展布，分布较广；南带呈东西分向展布，分布较窄，向东延入盆地南部后构造方向并未改变。这可以从开鲁盆地航磁 ΔT 平均磁场图上得到反映（图2-2-2）。

根据地质资料，盆地南缘库仑旗一带有志留系出露，表明东西向的加里东褶皱带在盆地南部通过。西拉木伦河深断裂南北当有石炭、二叠系广泛分布，开 31 孔、保 6 孔钻遇结晶石灰岩、板岩和轻度变质砂岩等浅变质岩系可以为证。盆地北部无早古生代地层。对盆地东部基底的性质目前存在争论，走向呈南北展布的瞻榆—架马吐隆起，过去曾被认为是前寒武系基底，最近有些研究者则认为是岩浆岩带。另外，基底中还有不同时代的侵入岩和喷发岩，据周边地质分析，主要是华力西晚期二长花岗岩、钾长花岗岩和燕山期花岗岩、二叠纪火山岩和喜山期玄武岩。

根据开鲁地区航磁 ΔT 平均磁场图和剩余重力异常图分析比较，可以认为盆地基底的构造走向为北东向和南北向，八仙筒以东以南北向构造明显占据优势。东西向延展的西拉木伦河深断裂在开鲁以东明显受阻，说明南北向构造形成晚于东西向构造，但盆地东界北正镇——双辽深断裂又为东西向金家镇深断裂所切割，说明东西向构造和南北向构造都是长期发育的构造，至少在古生代末期就已存在，甚至有些深断裂如盆地南缘东西向断裂在古生代早期就已经存在。

另外，航磁 ΔT 平均磁场图中出现的北东向磁异常（一负二正），概括地反映了前中生代晚期形成的基底构造，也间接反映出盆地凸、凹的基本构造格局（陆家堡凹陷没有显示），盆地西界北东方向延展的嫩江—白城壳断裂南延部分的清河断裂和哲中凹陷东南边界断裂在图上也清晰可见。这些基底断裂对盆地(凹陷)的形成起着明显的控制作用。

二、盖层构造

根据大地电流、电测深等资料，前人确定了盆地基本构造格局是：两凸（哲东南凸起、舍伯吐凸起）、两凹（哲中凹陷、陆家堡凹陷）、一斜坡（西部斜坡）。通过近年来的地震普查和预探工作，人们对“两凹”的认识大大加深了一步。

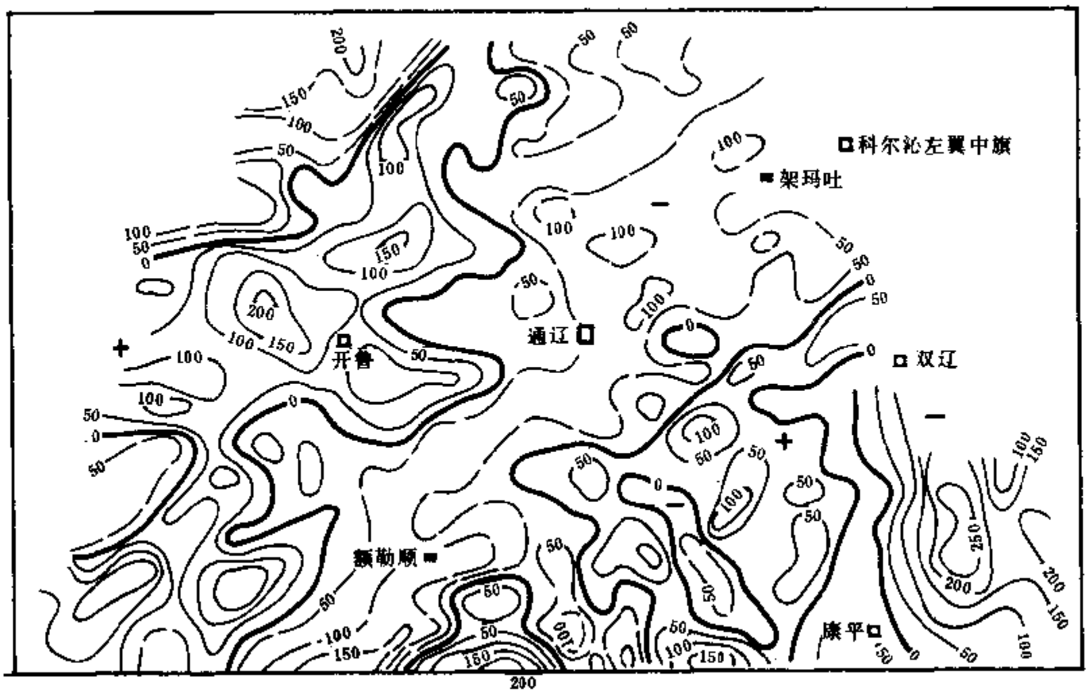


图 2-2-2 开鲁地区航磁 ΔT 平均磁场图（1：200 万）

*1.*陆家堡凹陷

位于盆地的西北，北依西部斜坡，南靠舍伯吐凸起，为北东向展布的带状凹陷，面积2500 平方公里，由于舍伯吐凸起呈鼻状向凹陷伸出，可再分为陆东凹陷和陆西凹陷两部分。

(1) 陆东凹陷　陆东凹陷东、南及西北侧均为断层所限定，凹陷形态呈三角形。西北侧清河断裂是松辽盆地西缘嫩江—白城壳断裂的南延部分。根据最近编制的地震反射 T_8 构造图（相当义县组顶面），可细分为清河鼻状构造带、中央断裂构造带和东部断阶带等三个正向二级构造带，三十方地—库仑塔拉、交力格两个洼陷（图 2-2-3）。

陆东凹陷已落实局部构造 16 个，166.4 测线构造剖面表明，该凹陷是一个双断的箕状凹陷（图 2-2-4），基底最大埋深 4000 米，凹陷面积 1340 平方公里。

(2) 陆西凹陷　位于陆东凹陷的西南，二者以断层为界。凹陷东南侧为北东转南北方向的西绍根断层，属一单断型的箕状凹陷。可再分为五十家子洼陷带、包日温都断裂构造带、马家铺高垒带和马北斜坡等四个二级构造带。基岩最大埋深 2500 米，凹陷面积 760 平方公里。

2.舍伯吐凸起

位于陆家堡凹陷东南，呈东北方向带状展布，上覆盖层为白垩系，厚度 500～1000 米，隆起高点偏向西北一侧。开鲁县东北开 31 孔于 469.5 米钻穿下白垩统姚家组见基底石炭—二叠系。

3.哲中凹陷

哲中凹陷位于舍伯吐凸起东南，是盆地内最大的一个凹陷，基底最大埋深5200米。凹陷南界为北东东向断裂所限，北界为沉积边界，在凹陷东北边界有断裂通过。东部边界尚不清楚。通过航磁、重力、地震等地球物理勘探手段，凹陷内部的构造格局已基本清楚。

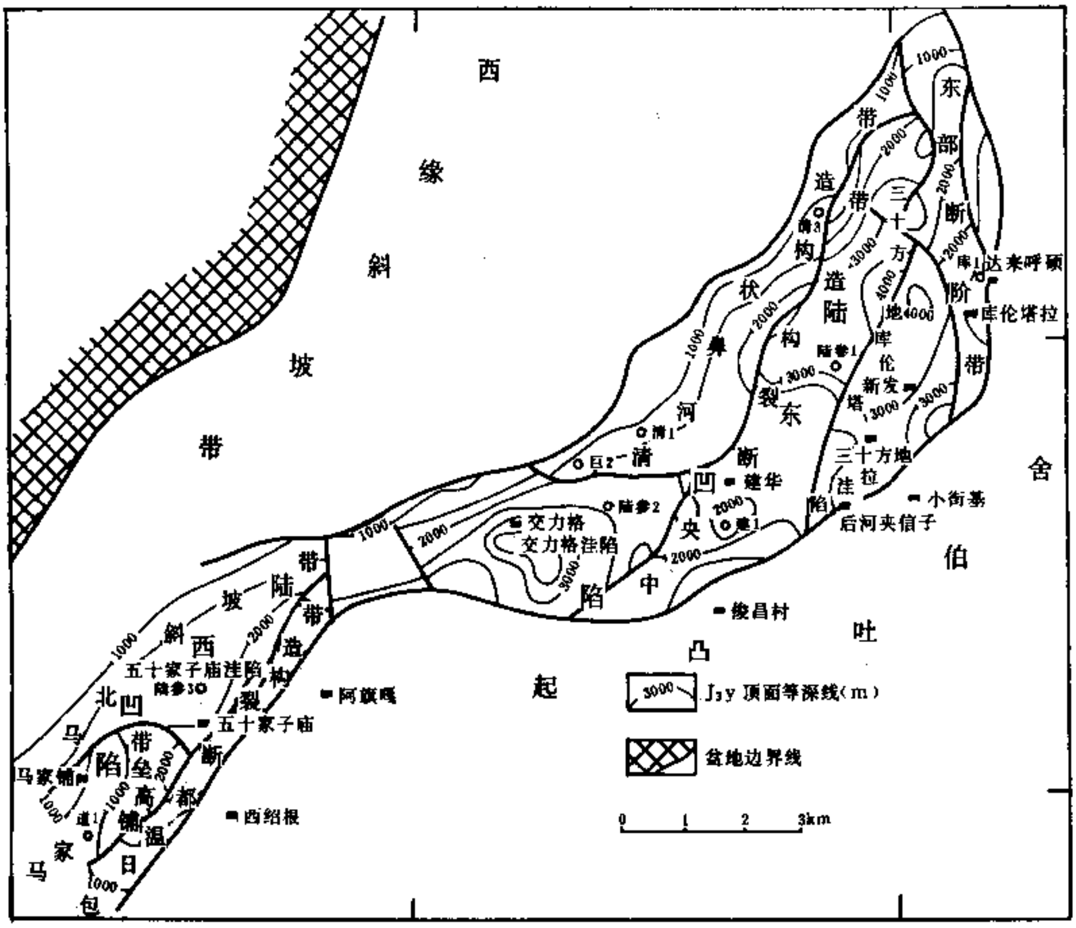


图 2-2-3 开鲁盆地陆家堡凹陷构造分区图

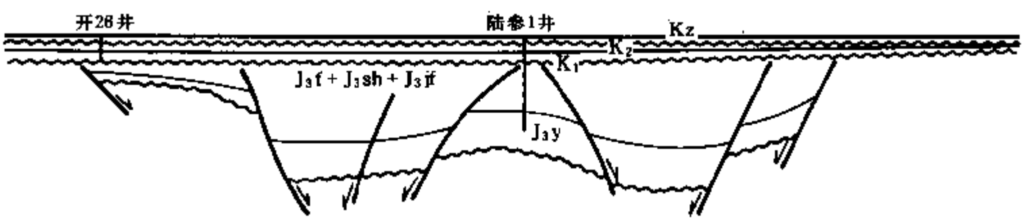


图 2-2-4 陆东凹陷 166.4 测线构造横剖面图

从哲中凹陷剩余重力异常图（图 2-2-5）和地震反射 T_g 层构造图（侏罗系底界）（图

2-2-6）的对比分析中，可以清楚的看出：凹陷内次级断裂共有二组，以北北东—南北向为主，后者将凹陷分割成南北方向展布、东西方向并列凸凹相间的块断带，从而控制了二级构造带的分布。另外一组东西向断裂则切割了二级构造带，控制了局部构造。其他如北东向断裂居次要地位。根据基底结构可以认为凹陷内的主要断裂是在继承古构造的基础上发展起来的。

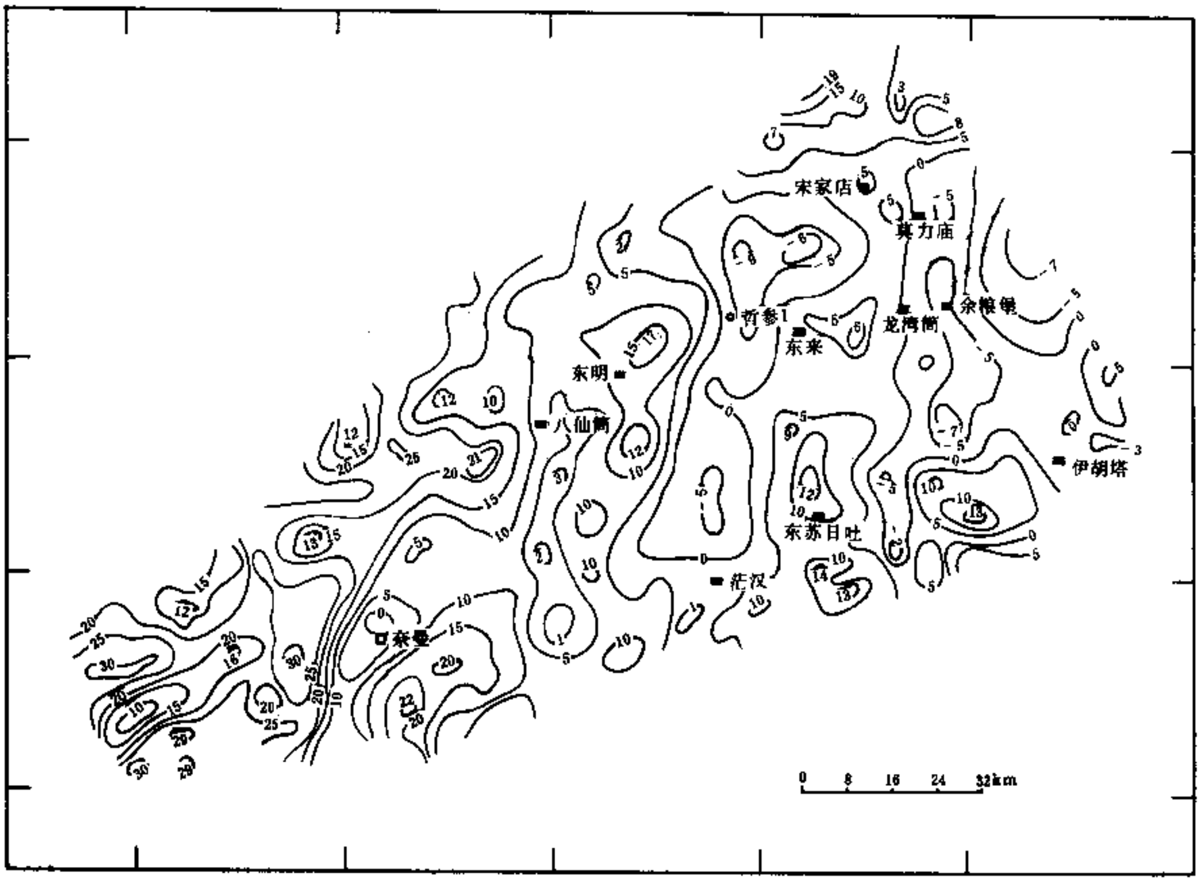


图 2-2-5 哲中凹陷剩余重力异常图

根据凹陷内次级断裂的分布情况，可划分六个二级构造单元，即八仙筒—奈曼旗洼陷、茫汉洼陷、龙湾筒洼陷、东明突起（高垒带）、东苏日吐突起和伊胡塔断阶。已经发现 11 个局部构造。

应该指出：东明突起东侧北北东向的奈林断裂，纵贯全区，地球物理特征十分明显，基底断距 1500 米。很可能是控制茫汉洼陷形成和发展的主要断裂。东明突起以西，洼陷规模已远远不如奈林断裂以东地区。

*4.哲东南凸起*❶

位于哲中凹陷东南，与哲中坳陷以断裂为界，略呈三角形轮廓，其范围大致与前人的甘

❶哲东南凸起的东界文献叙述颇不一致，文中暂以南北方向的北正镇—双辽断裂为界。

旗卡隆起相近。航磁表现为剧烈变化的正负相间的磁异常，主要由上侏罗统火山岩所引起。火山岩顶面一般埋深 500 米左右。据钻孔揭露，其上为白垩系红层所覆盖。构造方向为北东向和北北西向。大林散都一线以西，火山岩顶面埋深大于 1000 米，出现了近南北向的凹陷，如吉尔嘎朗凹陷、张强凹陷、巴雅斯古楞凹陷、协尔苏和苏根艾等小凹陷，以上凹陷将在第四章叙述。

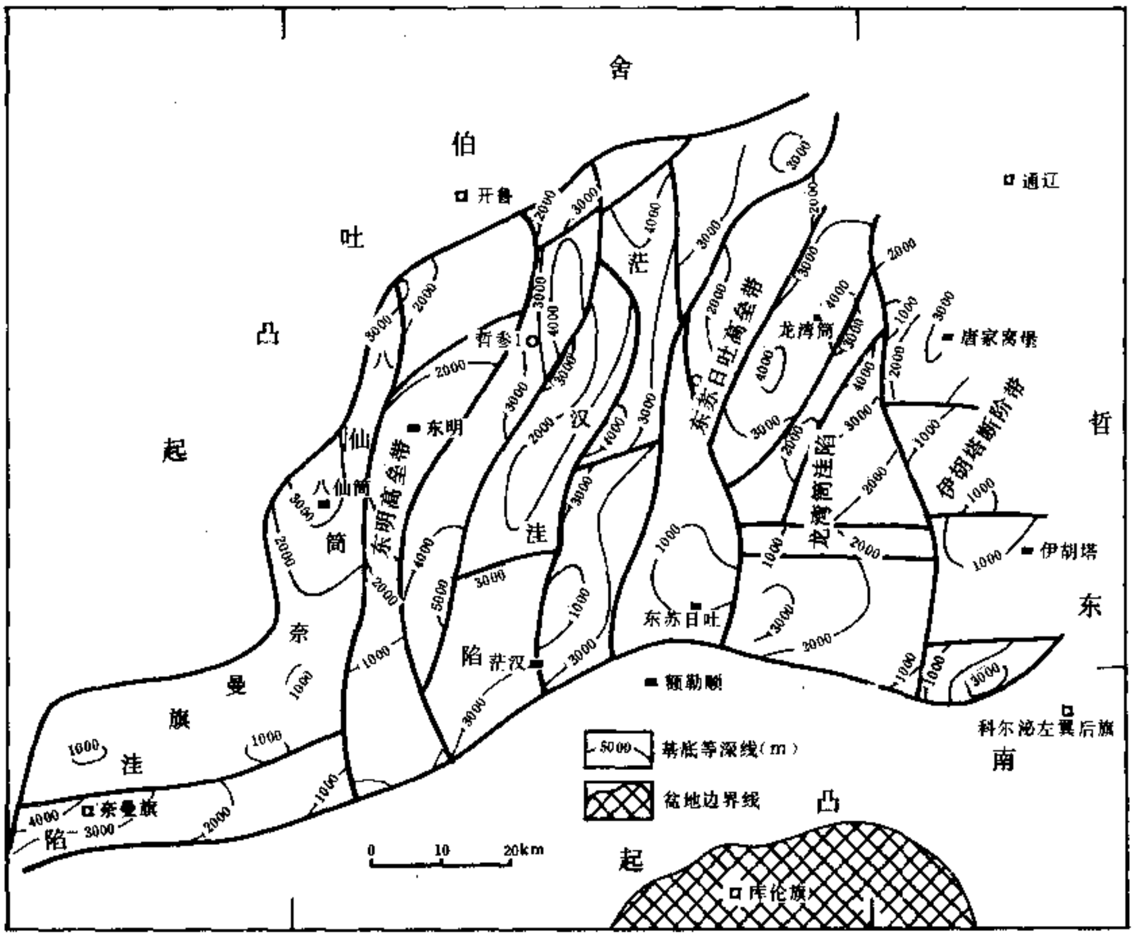


图 2-2-6　哲中凹陷 T_g 层地震构造图

三、构造发展史

开鲁地区乃至整个内蒙古和东北的北部在古生代时期是一片海洋，海底是大洋壳，通过北部西伯利亚地台和南部中朝地台边缘地槽褶皱相向增生，终于在古生代末期沿西拉木伦河深断裂带二个地台拼合在一起，形成古欧亚大陆。这就是开鲁盆地基底构造发展的概况●。

三叠纪至中侏罗世，开鲁地区属隆起区，未接受沉积。只是在大兴安岭的东坡和北部白城地区出现了零星的中侏罗世小型含煤盆地。晚侏罗世在地壳大面积隆起和大规模中酸性火

●盆地基底的构造发展史可能并不简单。有人指出：在东北古海域中，有兴凯、布列因和松辽几个前寒武纪末期（6 亿年或更晚）固结的中间地块的存在，盆地及其东部外围基底构造中的南北向构造及其活动可能与其有联系。

山喷发和花岗岩侵入的背景下，揭开了开鲁盆地形成的序幕。

1.断陷阶段

晚侏罗世早期义县火山岩的喷发活动，大致以北东—北北东向大兴安岭为轴线，向东进入松辽盆地，活动渐弱，厚度减薄。义县火山喷发活动的晚期，在东西、北北东方向继承性断裂和新生的北东向断裂共同作用下，盆地凹凸相间的构造格局的雏形开始形成，如陆家堡凹陷、哲中凹陷（包括其内部的次一级凹凸结构）以及哲东南凸起上的小型洼陷。其中深凹陷的形成似乎与规模较大的深断裂活动相关，如陆家堡凹陷和茫汉洼陷等。沉积相分析表明，在晚侏罗世，凹陷内主要为湖相环境，三角洲相不发育。当属持续稳定的构造环境，古地形分异不大，从而为优质生油岩的生成创造了有利的条件。晚侏罗世晚期水体变浅，出现了河、湖、沼泽并存的古地理景观，随着侏罗纪末期构造运动的发生，上侏罗统抬升并遭受剥蚀，造成了上侏罗统与下白垩统之间的不整合。

2.坳陷阶段

早白垩世时，盆地进入坳陷发育阶段。泉头组广泛分布，直接覆盖于阜新组并超覆于凸起之上，产状平缓，表现出典型的坳陷沉积的特点。与松辽盆地内部不同，受邻近山区上隆的影响，盆地西北一侧时升时降，泉头组向西北边缘厚度迅速减薄。青山口组浅湖相沉积分布局限（陆西凹陷、舍伯吐凸起区缺失），直到姚家组沉积时期，盆地内才开始出现大面积的河流相沉积和相继的嫩江组滨湖、浅湖相沉积。早白垩世末，盆地又大面积抬升，嫩江组遭受剥蚀，除哲中凹陷尚存嫩江组一、二段外，陆家堡凹陷仅见嫩江组一段。嫩江组与四方台组之间表现为区域性不整合。

3.萎缩阶段

晚白垩世时，盆地处于持续缓慢上升阶段，湖盆消失，全部为河流相沉积。明水组分布不广，陆西凹陷和部分地区缺失。

如上所述，盆地经历了断陷、坳陷和萎缩三个构造发展阶段。受盆地所处构造背景的控制，其构造演化与松辽盆地相比有很大的差异，主要表现为：断陷阶段持续稳定的沉降和坳陷阶段的间歇性升降，前者有助于广而厚的生油岩的生成，后者导致盆地边缘地区出现多次地层超覆和不整合，以致盆地的石油地质条件和松辽盆地迥然不同。

第四节　生　油　层

一、生油岩的岩性特征

盆地生油层有：上侏罗统九佛堂组、沙海组、阜新组和下白垩统青山口组、嫩江组。

1.九佛堂组

以灰黑、深灰色泥岩为主，夹数层油页岩及凝灰质细砂岩。暗色泥岩厚 266～463.5 米，占地层总厚的 59.3%～82.5%。泥岩中普遍见粒状黄铁矿，富含生物化石。属半深水湖相。

2.沙海组

为半深水湖相的灰黑、深灰色泥岩夹碳酸盐化凝灰质砂岩、粉砂岩和少量泥晶灰岩、油页岩。暗色泥岩厚 323～421 米，占地层总厚的 83.57%～89.2%。泥岩中含较多的黄铁矿粒，植物碎屑和炭屑常见。

3.阜新组

浅湖相的灰、深灰色泥岩夹灰色砂岩、炭质泥岩。动物和孢粉化石均甚丰富。暗色泥岩厚363.5～483.5米，占地层总厚的70.9%～99.4%。

4.青山口组

上部为灰、浅灰色砂岩、砂砾岩，下部为灰绿色、灰色泥岩、粉砂岩。属浅湖相。暗色泥岩厚200米，占地层总厚的81%（据陆参1井）。

5.嫩江组

属滨浅湖相。灰黑色、深灰色泥岩位于嫩江组上部，黄铁矿含量甚高，剥蚀较深，残余厚度30米，占地层总厚的48%。

二、生油岩沉积的地球化学环境

1.古水体的盐度

正常盐度的海相泥岩氯离子含量为0.2%～0.3%，陆相淡水—微咸水中氯离子含量仅为0.01%～0.03%，二者有明显的差异。陆家堡凹陷泥岩中氯离子含量平均为0.0158%～0.0345%，比正常海相沉积的氯离子含量低得多（表2-2-2），说明水质基本上属淡水，九佛堂组水质偏咸，为微咸水。在纵向上，上侏罗统氯离子含量的变化是下低上高，下白垩统则是下高上低，这显然与湖盆演化过程中水体的扩大与缩小有关。

表2-2-2 陆家堡凹陷泥岩微量元素含量统计表①

层位	C (%)	S^{2-} (%)	Cl^- (%)	B (ppm)	Sr (ppm)	Ga (ppm)	Ni (ppm)	Ba (ppm)	B / Ga	Sr / Ba
嫩江组	$\frac{2.32}{6}$	$\frac{0.84}{6}$	$\frac{0.0176}{2}$	$\frac{38.00}{1}$	$\frac{570.00}{2}$	$\frac{20.50}{2}$	$\frac{26.5}{2}$	$\frac{820}{2}$	1.85	0.695
青山口组	$\frac{1.52}{25}$	$\frac{0.115}{26}$	$\frac{0.031}{15}$	$\frac{37.06}{7}$	$\frac{429.29}{17}$	$\frac{26.47}{17}$	$\frac{34.94}{17}$	$\frac{993}{17}$	1.40	0.43
阜新组	$\frac{2.35}{111}$	$\frac{0.18}{103}$	$\frac{0.028}{79}$	$\frac{35.00}{24}$	$\frac{333.24}{79}$	$\frac{25.52}{79}$	$\frac{26.25}{79}$	$\frac{732.8}{79}$	1.37	0.45
沙海组	$\frac{2.94}{78}$	$\frac{0.34}{80}$	$\frac{0.024}{68}$	$\frac{82.29}{23}$	$\frac{321.58}{68}$	$\frac{21.75}{68}$	$\frac{27.05}{68}$	$\frac{535.93}{68}$	3.78	0.60
九佛堂组	$\frac{2.96}{80}$	$\frac{0.45}{77}$	$\frac{0.013}{67}$	$\frac{108.64}{50}$	$\frac{439.86}{69}$	$\frac{14.73}{69}$	$\frac{24.15}{69}$	$\frac{462.69}{69}$	7.38	0.95
海水环境				>100	800～1000	8.0±	>40		>10	>1.0
淡水环境				<100	100～300	>17	20～25		<4.0	<0.4

①表中分母为样品数。

微量元素硼、镓、锶、钡、镍是判断古盐度的有效指标。泥岩样品分析数据也表明盆地水体属淡水—微咸水，其中九佛堂组为微咸水（参见表2-2-2）。

2.氧化还原环境

利用还原硫百分含量可确定盆地沉积岩的氧化还原环境。一般认为强还原环境其含量大

于0.8%，氧化环境小于0.2%，弱还原和还原相分别为0.2%～0.4%和0.4%～0.8%。陆家堡凹陷泥岩还原硫含量统计（表2-2-2），九佛堂组、沙海组、阜新组还原硫平均值分别为0.45%、0.34%、0.18%，属还原—弱还原—氧化环境，其中九佛堂组可再分为上、下二段，上段还原硫含量为0.77%，是上侏罗统还原性最强的环境，下段仅为0.19%，为明显的氧化相。青山口组、嫩江组还原硫平均值分别为0.115%和0.84%，属氧化—强还原环境。因此可以预测盆地富含有机质的主要生油建造为九佛堂组上段至沙海组底部和嫩一段。

三、生油岩有机地球化学特征

1.有机质丰度

（1）有机碳、氯仿沥青"A"、总烃、热解烃含量　各组生油岩分析结果统计见表2-2-3。

表2-2-3　开鲁盆地陆家堡凹陷有机质丰度统计表

层　位		有机碳（%）	沥青"A"（%）	岩石总烃（ppm）	总烃／有机碳（%）	产烃潜量 S_1+S_2（kg／t）
嫩江组	范围	0.52～3.34	0.04～0.073	143～180	0.43～0.59	0.71～23.29
	平均	2.32（6）	0.056（2）	161.5（2）	0.51（2）	13.50（7）①
青山口组	范围	0.63～2.61	0.0073～0.03	18～102	0.13～1.03	0.12～4.3
	平均	1.52（25）	0.0099（9）	45（9）	0.35（9）	0.79（36）
阜新组	范围	1.05～4.92	0.01～0.06	23～357	0.14～1.07	0.34～20.99
	平均	2.35（111）	0.022（42）	107.6（42）	0.45（42）	4.14（113）
沙海组	范围	1.34～4.48	0.02～0.40	80～2287	0.31～6.87	1.18～40.32
	平均	2.94（78）	0.104（28）	624.14（28）	2.099（28）	10.19（91）
九佛堂组	范围	0.72～8.36	0.05～0.97	319～6295	2.33～27.96	1.09～32.92
	平均	2.96（80）	0.42（37）	2658.70（37）	9.96（37）	11.84（74）

①括号内为样品数。

嫩江组生油岩除有机碳含量较高，平均为2.32%外，其他指标如氯仿沥青"A"、总烃含量均低，按我国陆相生油岩质量定级标准，属差生油岩。其丰度可与松辽盆地乾安—长岭凹陷的嫩江组三段相当。青山口组属差—非生油岩。阜新组有机碳含量较高，平均为2.35%，但氯仿沥青"A"、总烃含量均低，属差生油岩。沙海组有机质丰度各项指标均大于以上各组，有机碳平均为2.94%，氯仿沥青"A"平均为0.104%，总烃平均为624.14ppm，属较好—好生油岩。其丰度优于海拉尔盆地的大磨拐河组，与二连盆地赛汉塔拉凹陷的巴彦花群相近。九佛堂组有机质丰度各项指标又优于沙海组，其中烃转化率高达9.96%，已远远超过3%（烃类初步运移的临界数值），因此九佛堂组不仅是最好生油岩，还是有效生油岩。

（2）轻烃中C_1–C_4和C_5–C_7烃含量　轻烃是指岩石中的有机质转化为烃类气体或油气

运移时被周围岩石颗粒所吸附的烃类气体。其中 C_1–C_4 烃可作为预测气态烃的丰度指标，C_5–C_7 可作为预测液态烃的丰度指标。陆家堡凹陷各组生油岩轻烃含量见表 2–2–4。据有关标准，嫩江组属贫生气岩，青山口组和阜新组属好生气岩，沙海组和九佛堂组属极好生气岩、较好生油岩。

表 2–2–4　陆参 1 井生油岩轻烃含量表

层　　位	C_1–C_4 烃 (ppm)		C_5–C_7 烃 (ppm)		样品数
	范围值	平均值	范围值	平均值	(块)
嫩江组	246.52～1404.02	672.78	/	/	3
青山口组	1423.89～9364.18	4786.04	3.78～41.79	16.76	12
阜新组	1027.43～18455.9	8970.86	2.68～647.01	68.13	29
沙海组	9740.01～36014.30	20166.25	79.04～3449.20	858.45	24
九佛堂组	1572.62～56321.60	34267.48	96.22～8388.56	3708.05	16

从以上有机质丰度及其纵向分布，可以认为盆地最好的生油岩为九佛堂组、沙海组。嫩江组、阜新组、青山口组属差生油岩。与我国一些盆地或凹陷（饶阳、辽河西部、泌阳、松辽、二连、陕甘宁）生油岩有机质丰度分布资料对比，九佛堂组的各项指标均高，说明九佛堂组确属优质生油岩（表 2–2–5）。

表 2–2–5　我国某些含油盆地的有机质丰度表

凹陷或盆地	层　位	Corg（%）	氯仿沥青（%）	总烃（ppm）
饶　阳	E_2s_3	0.75	0.23	1680
辽河西部	E_2s_3	2.55	0.24	1190
泌　阳	E_2h_3	1.59	0.21	1718
松　辽	K_1qn_1	2.21	0.24	1612
二　连	K_1	1.63	0.09	585
陕 甘 宁	J_1y	2.47	0.08	148
陆家堡	J_3jf	3.45	0.36	2032

2.有机质性质及类型

(1) 干酪根元素　干酪根元素分析统计结果（表 2–2–6）表明嫩江组、九佛堂组生油母质为腐殖–腐泥型（$Ⅱ_A$），沙海组、阜新组、青山口组为腐泥–腐殖型（$Ⅱ_B$）。另外，从各组干酪根元素分析样品的分类统计结果来看，各组都有一定比例的混合型干酪根，其中以九佛堂组、沙海组、嫩江组所占比例最高，其次为青山口组、阜新组。

表 2-2-6　陆家堡凹陷干酪根类型对比表

层位		分析结果%				原子比		类质体(%)	镜质体(%)	类型	样数
		C	H	O	N	H/C	O/C				
嫩江组		76.7	8.4	12.4	2.5	1.31	0.12	64.7	12.6	II_A	3
青山口组	陆参1井	73.8	5.5	19.1	1.6	0.89	0.19	25.1	40.6	II_B	7
	陆参2井	76.4	4.3	18.2	1.1	0.68	0.18	14.0	59.0	Ⅲ	3
阜新组		75.2	5.4	13.6	1.9	0.86	0.14	25.2	50.3	II_B	42
沙海组	陆参1、2井	83.3	6.9	7.9	1.9	0.99	0.07	31.5	35.9	II_B	22
	陆参3井	52.7	4.8	6.3	1.2	1.09	0.09	52.1	47.9	II_A	8
九佛堂组		75.7	6.8	5.1	1.8	1.08	0.05	72.9	11.3	II_A	30

(2) 干酪根镜下观察　应用显微镜和扫描电镜直接观察干酪根的显微组分，可划分如下干酪根类型

1) 含腐殖的腐泥型干酪根：产于嫩江组、沙海组底部至九佛堂组上段地层。干酪根组分以无定形为主，只含少量的孢粉和无结构镜质体，偶见有菌孢和惰质体。这些组分都是富含氢的类脂成分，具有高生烃能力。有机相为还原性较强、富含水生生物的较深水环境。

2) 衍生Ⅱ型干酪根：见于九佛堂组底部，其母质来源与含腐殖的腐泥型相似，主要为藻类和孢粉，少量镜质体和惰质体。但其中结构镜质体表明水体氧化性较强，致使有机质降解衍生为相对贫氢的藻质体和孢粉体。岩石有机相为水体相对宁静的浅水弱氧化环境。

3) 腐殖腐泥型：干酪根产于阜新组—沙海组。组成复杂，无定形、藻质体、孢粉、菌孢、各种镜质体和惰质体一应俱全。镜质体含量随深度变浅增加，结构镜质体也相应发育。反映了水体变浅、氧化性增强、陆源有机成分增多的特点。

4) 衍生腐殖型或含腐泥的腐殖型干酪根：产于九佛堂组中部。从原生成分看，类似混合型，但由于沉积和成岩作用，已使原始富氢的孢粉和藻类外膜遭受强烈降解和蚀变，孢粉体常仅剩骨架。

5) 腐殖型干酪根：产于青山口组和阜新组顶部，主要为高等植物碎屑，可见丰富的结构镜质体和近椭圆状惰质体，少量蕨类和裸子类孢粉等，有机相为浅水氧化环境。

陆家堡凹陷各组干酪根镜鉴分类统计结果与干酪根元素分析统计结果基本一致（参见表2-2-6）。

(3) 岩石热解色谱　据生油岩有机质热解氢指数分类标准（毫克$_{烃}$／克$_{有机炭}$），嫩江组生油岩氢指数平均为489，生油母质属II_A型；青山口组为30～55，属Ⅲ型；阜新组为147.7，属II_B型；沙海组为279～306，属II_A型；九佛堂组为353属II_A型。

(4) 干酪根碳同位素　不同类型干酪根的碳同位素δ^{13}C不同。据黄第藩提出的干酪根δ^{13}C分类标准，利用分析统计资料也提出了与以上相似的结论。所不同的是阜新组生油岩干酪根类型属Ⅲ型。

综合以上资料，嫩江组、九佛堂组有机质类型为腐殖腐泥型。沙海组和阜新组为腐泥腐

殖型，青山口组为腐殖型。进一步研究指出，九佛堂组上段为II_A型干酪根，九佛堂组下段的原生干酪根类型较好，大部分为II_A型，由于较氧化的沉积环境和微生物对有机质的蚀变作用，而衍生为II_B甚至Ⅲ型，这种首次发现的类型退变现象，无疑对成烃作用将产生不利影响。

四、有机质的热演化（图2-2-7）

*1.*干酪根的热演化

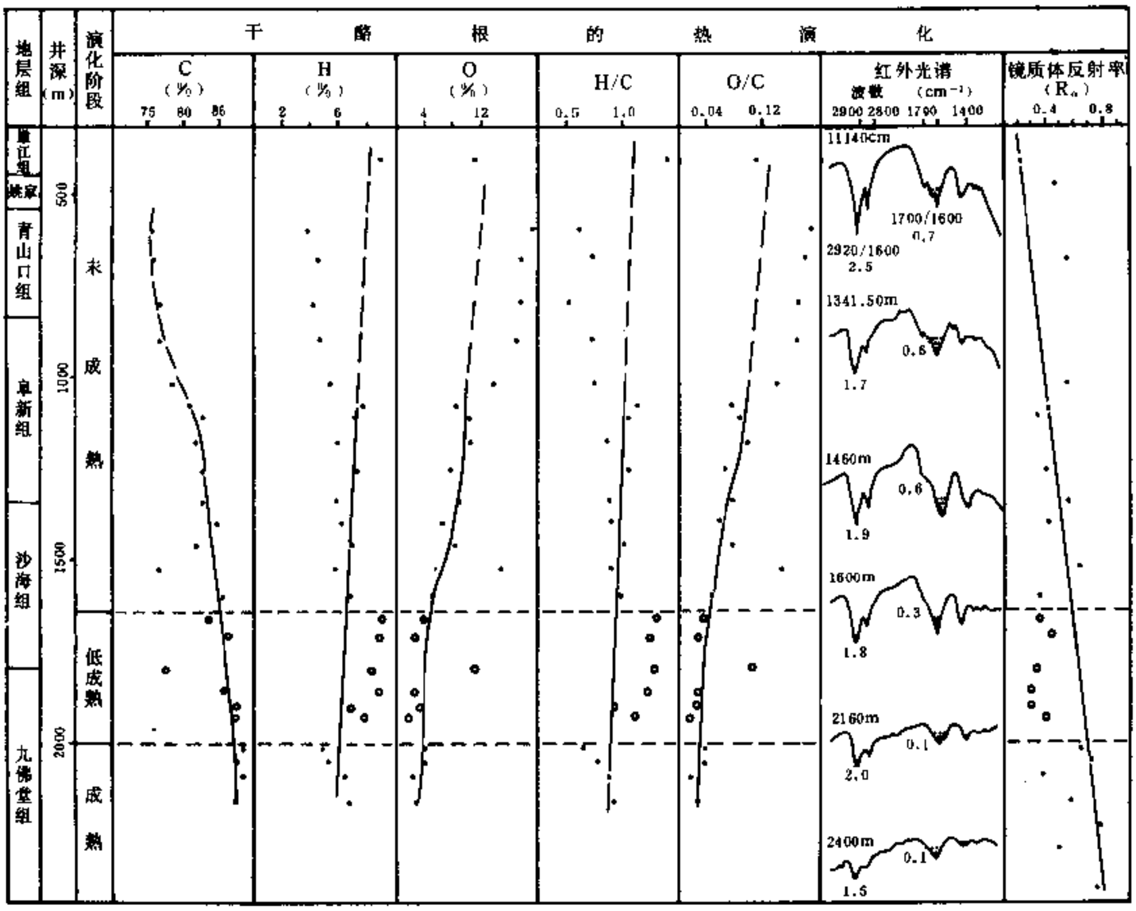


图2-2-7 陆参2井生油岩干酪根热演化剖面

（1）干酪根元素和有机基团的演化　干酪根随埋深增加，其元素组成和有机基团也随之发生变化。埋深1640米以上，除氧含量由12%减至5%外，碳、氢含量保持稳定。红外光谱以1460cm^{-1}为代表的脂类基团平均由16%上升20%左右，1710cm^{-1}吸收度平均由48%下降至25%，而代表芳香族缩和强度的1600cm^{-1}则保持相对稳定，这些变化反映了干酪根的熟化过程，但没有明显的成烃作用。

1640米以下干酪根热降解成烃作用加强，氢、氧含量降低，碳含量增高。O／C原子比由0.04降至0.02，H／C原子比由1.0降至0.9；1710cm^{-1}／1600cm^{-1}值由0.7降至0.3，显示出相对稳定的特点，脂类基团（1460cm^{-1}）下降趋势显著，并伴随1600cm^{-1}增加，说明进入1640米以后，已开始生油。

（2）岩石热解色谱（图2-2-8）　埋深1640米以上，热解最高峰温小于433℃，烃指

数<1.2～4.0毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，产率指数为0.01～0.02，这种低烃指数、低产率指数、低热解最高峰温特征表明干酪根尚未热解成烃。埋深1640米以下，反映干酪根热解成烃作用比较灵敏的烃指数、产率指数逐渐增高，烃指数由10增至60毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，产率指数由0.04增至0.2。热解最高峰温433℃（1640米）增至444℃（2400米），表明已有大量烃类物质形成。

2.可溶有机质的演化（见图2-2-9）

（1）沥青丰度的演化　1640米以上，有机质向氯仿沥青"A"和烃转化能力很弱，总烃含量和烃转化率均保持低值，1640米以下，随埋深增加热降解作用增强，氯仿沥青"A"由0.1%增至0.56%，总烃>350ppm，烃转化率由2%（1640米）增至16.6%（2400米），饱和烃由39%增至61%。

（2）轻烃的演化特征（见图2-2-10）　埋深1640米以上，C_1–C_7轻烃组成中，C_1烃含量占70%以上；重烃（C_{2+}）含量甚微，气体湿度C_2–C_4／C_1–C_4低于30%，异丁烷／正丁烷（iC_4／nC_4）、异戊烷／正戊烷（iC_5／nC_5）保持高值，分别为1.0和>1.5。标志着有机质未成熟，主要为生物化学成因的甲烷气。

埋深1640米以下，C_1烃含量急剧减少（<20%），C_2–C_4烃由30%增到70%，C_5–C_7由5%增到25%，气体湿度由30%（1640米）增到90%（2400米），iC_4／nC_4、iC_5／nC_5两项比值明显降低。在C_4–C_7轻烃组分中，正烷烃和环烷烃含量明显增加（其中正烷烃>50%，环烷烃>15%），异构烷烃逐渐减少（由35%减至30%）。这些参数表明埋深达1640米以后成烃作用显著。

（3）正构烷烃的演化　随埋藏深度的增加，正构烷烃碳数分布曲线高碳部分奇偶优势逐渐消失，低碳部分浓度逐渐增加，主峰碳位置前移，轻／重比增大，这是演化的总的趋势。埋深1640米以上，正构烷烃碳数分布曲线高碳部分奇偶优势明显，主峰碳以C_{27}–C_{21}为主，OEP值>1.30，最高达4.0以上。埋深大于1640米以后，正构烷烃碳数分布曲线高碳部分奇偶优势逐减以致全部消失，主峰碳前移至C_{19}，OEP值<1.30，轻／重比（C_{21-}／C_{22+}）>1.0，表明已开始有较多的烃类生成。

（4）类异戊间二烯烃　类异戊间二烯烃相对组成随埋深的变化也具有明显的规律性，埋深1640米以上，Pr／nC_{17}、Ph／nC_{18}保持高值。埋深1640米以下，随埋深增加温度增高，低碳部分的nC_{17}、nC_{18}浓度增多，因而Pr／nC_{17}、Ph／nC_{18}两比值逐渐减低，同时姥鲛烷和植烷含量降低，但植烷含量降低更快，因此Pr／Ph比值随埋深增大。

3.门限深度与门限温度

根据上述有机质热演化总的变化趋势，生油门限深度确定为1640米。依据陆参2井地温测井资料，全井平均地温梯度每百米为3.59℃。通过镜质体反射率与地温的相关关系和深度与镜质体反射率相关关系的数学计算，得出该井生油门限温度为65℃。陆参1井平均地温梯度每百米为4.13℃，求得生油门限深度和温度分别为1400米和62℃。陆参1井平均地温梯度比陆参2井高0.54℃，并随深度增加而温差加大，两井地温分布的差别表明，库仑塔拉洼陷比交力格洼陷有更高的地温场，预示该区有更好的成烃地温条件。位于陆西凹陷的陆参3井平均地温梯度每百米为3.86℃，求得生油门限深度、温度分别为1150米、51℃，成烃地温条件可能介于陆参1、2井之间。

4.有机质演化阶段的划分

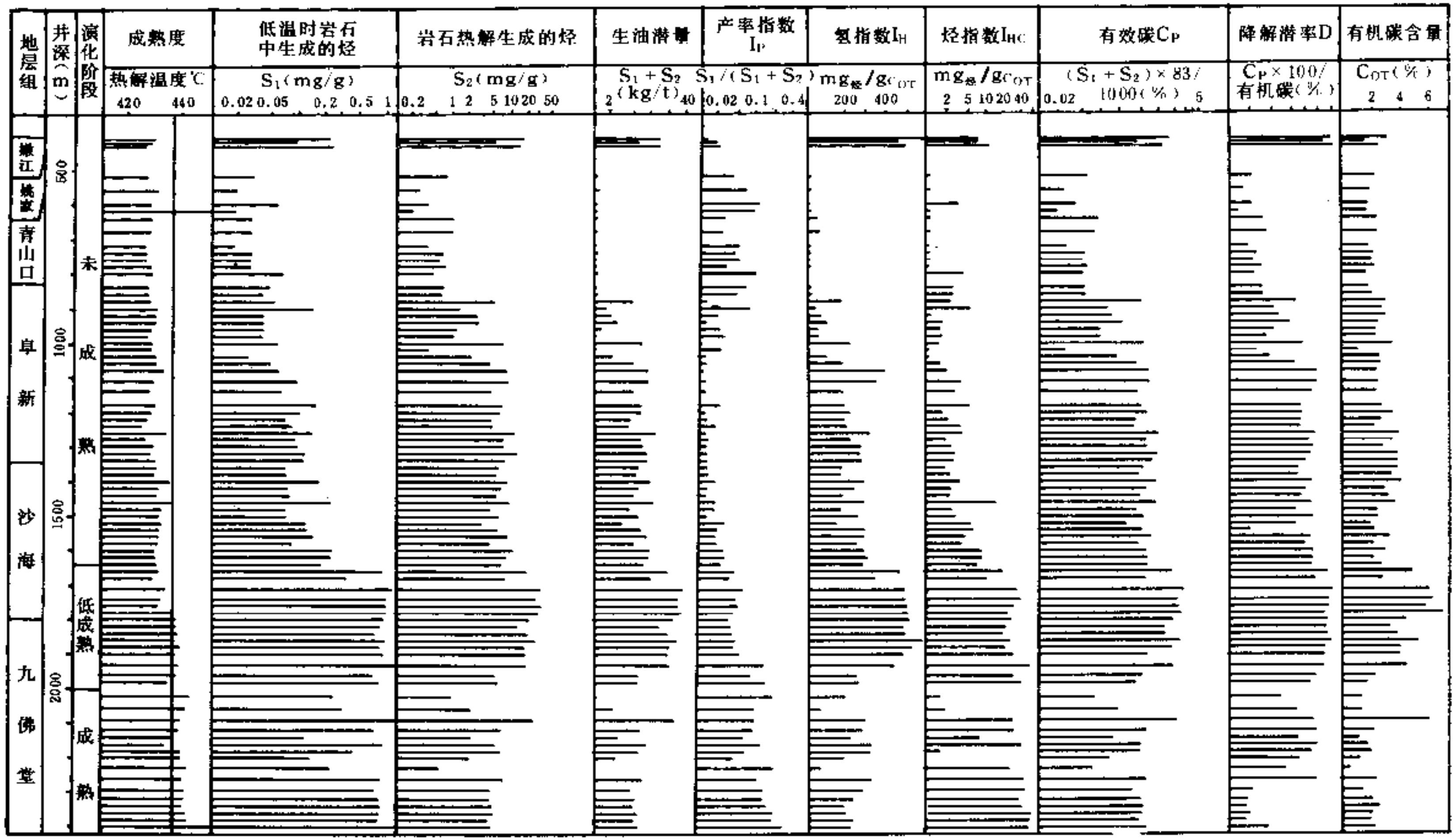


图 2-2-8　陆参 2 井生油岩热解色谱综合图

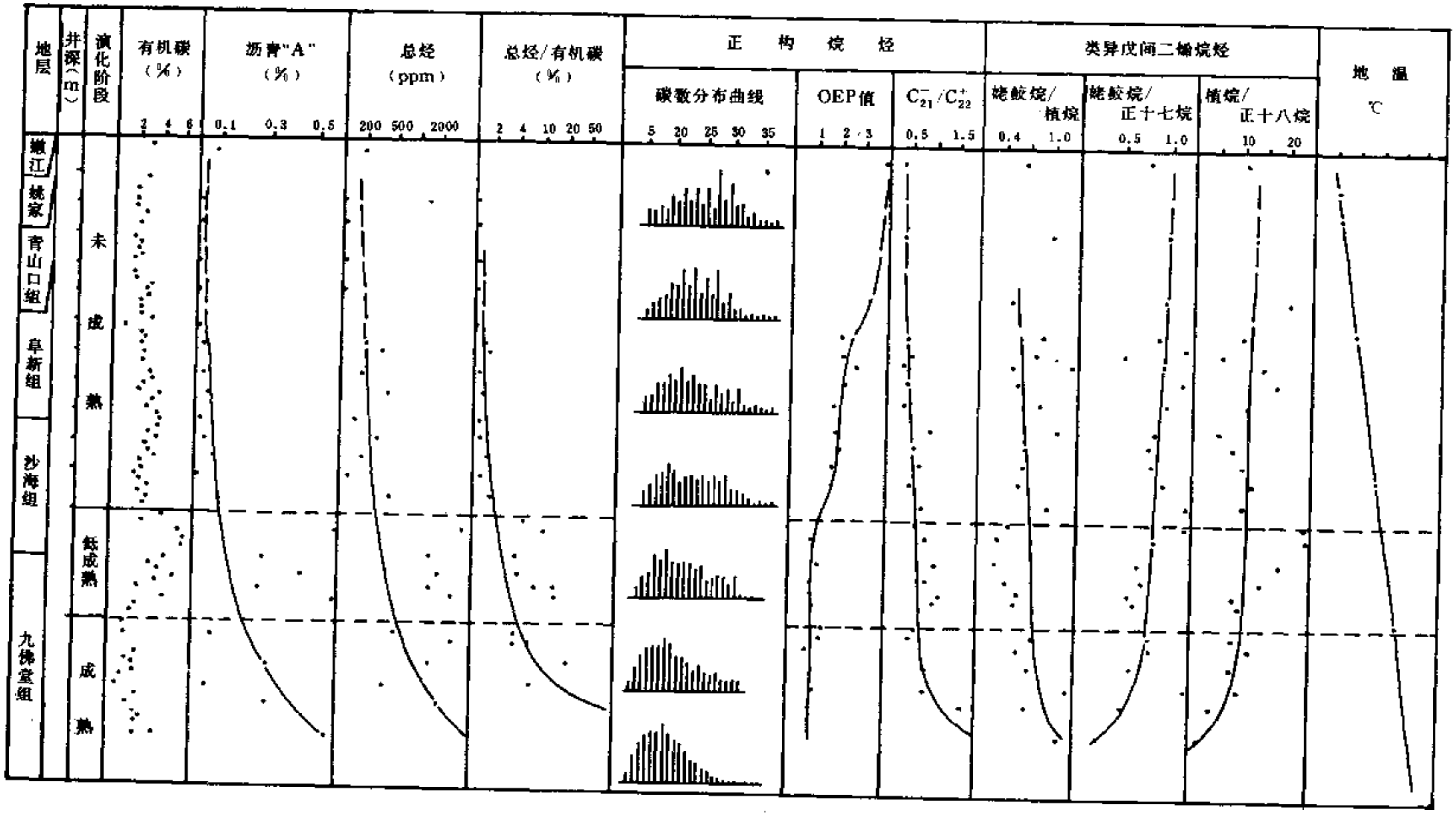


图 2-2-9 陆参2井生油岩可溶有机质的热演化剖面

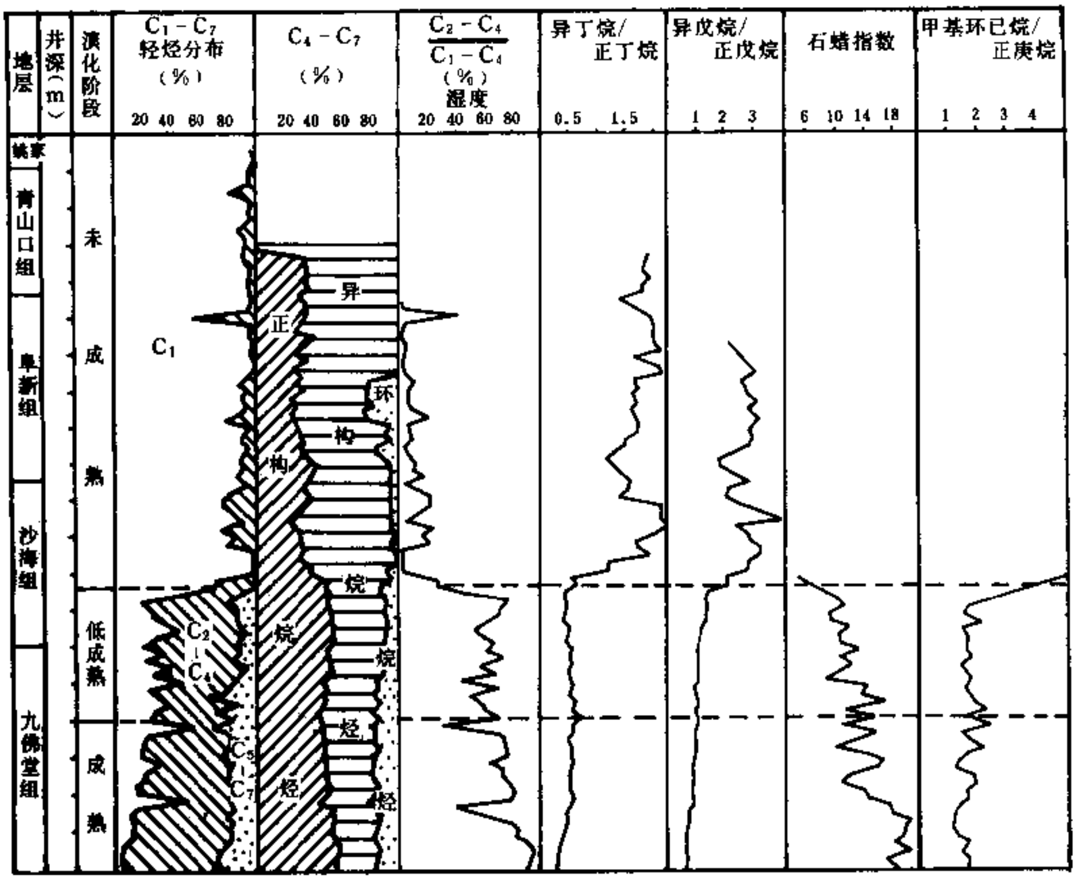


图 2-2-10　陆参 2 井轻烃地球化学特征与深度关系图

从表 2-2-7 即可看出，陆参 2 井在 2400 米深处仍未进入真正的成油高峰期（一般相当于 $R_o=0.9\%\sim1.2\%$）。据现有资料推测，陆家堡凹陷交力格洼陷埋深超过 2700 米才出现成油主带，超过 4300 米，才进入湿气带。这表明开鲁盆地的油气勘探，在纵向油气成熟分布上有广阔的余地。

五、生油岩埋藏史和生油期

根据有机质演化阶段的划分和陆参 2 井生油岩埋藏史的研究可以看出，各组生油岩成油期有早有晚，九佛堂组生油岩成油期最早，其底部生油岩在青山口组沉积早期进入低成熟阶段，到明水组沉积中期全部进入低成熟和成熟阶段。沙海组生油岩进入低成熟阶段的时间是新生代。据陆参 1 井资料，沙海组的生油期可提前到从晚白垩世早期开始，新生代时沙海组生油岩埋深全部大于生油门限深度。因此，可以说九佛堂组和沙海组是盆地的有效生油岩，但沙海组生油岩并非全部都处在低成熟阶段，其生成油气潜量与九佛堂组相比略逊一筹。阜新组、青山口组和嫩江组生油岩一直未进入成熟阶段，为未成熟的生油岩。

六、油源对比

1.原油性质

陆参 1、2 和 3 井经试油均获少量原油，从其物理性质来看，是一种典型的陆相原油。具有高蜡、低硫、高凝固点、中等密度和粘度的特点，从表 2-2-8 可以看出，陆家堡凹陷的原油性质与二连盆地、玉门油田的原油比较接近。而与大庆或渤海湾油区原油不同，这或

可说明原油的时代特点。

表 2-2-7　陆参 2 井生油岩热演化阶段数据表

热阶演化段	井深 (m)	总烃/有机碳 (%)	"A"/有机碳 (%)	沥青"A" (%)	总烃 (ppm)	沥青"A"族组成（%）				干酪根的热演化						
						饱和烃	芳香烃	沥青质	非烃	元素（%）			原子比		红外光谱	
										C	H	O	H/C	O/C	$\frac{2920cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$	$\frac{1700cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$
未成熟	<1640	<2.0	<3.5	<0.1	>350	<39	<20	<7	>30	75~86	8~7	12~5	>1.0	0.08~0.04	2.5~1.8	0.7~0.3
低成熟	1640~2000	20~35	3.5~7.0	0.1~0.2	350~500	39~41	20~23	7~13	30~22	86~88	7~6	5~3	1.0~0.9	0.04~0.02	1.8~1.5	0.3~0.1
成熟	2000~2400	35~16.6	7.0~23.0	0.2~0.56	500~4100	41~61	23~12	13~5	22~20							

热阶演化段	热解平均峰温 (℃)	镜质体反射率 (%)	可溶有机质的热演化							轻烃色谱				地温 (℃)
			正构烷烃			类异戊间二烯烷烃			"A"红外					
			主峰碳	OEP值	C_{21}/C_{22}	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	Pr/Ph	$\frac{1700cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$	$\frac{C_2-C_4}{C_1-C_4}$	$\frac{iC_4}{nC_4}$	$\frac{iC_5}{nC_5}$	石蜡指数 (Ⅱ)	
未成熟	424	<0.6	C_{27}~C_{21}	>1.3	<0.5	>0.88	>1.25	<0.85	>1.20	>30	<0.6	<20		<73
低成熟	437	0.6~0.7	C_{21}~C_{19}	1.3~1.0	0.45~0.5	0.88~0.8	1.25~1.20	0.85~0.9	1.2~1.1	30~70	0.6~0.3	2.0~1.0	6~15	73~86
成熟	442	0.7~0.8	C_{19}		0.5~2.7	0.8~0.25	1.20~0.25	0.9~1.0	1.1~1.0	70~90		1.0~0.7	15~18	86~105

表 2-2-8　原油性质对比表

井或油田	层位	密度（20℃）(g/cm^3)	粘度（50℃）(mPa·s)	凝固点（℃）	含蜡 (%)	含硫（%）	$\delta^{13}C$（‰）
陆参 2 井	J_3jf	0.8629	11.25	19	8.32	0.047	-30.99
陆参 1 井	J_3jf	0.8873	39.52	35	12.51	0.129	
二连盆地	K_1	0.8499~0.8692	14.19 76.62	21~40	9~18.43	0.06~0.26	
玉　门	N、K_1	0.8562~0.8654	9.7~20.1	14~20	16.1	0.15	
大　庆	K_1	0.846~0.867	20.2~23.9	25	15~30	0.10~0.15	-27~-29
胜　利	E	0.90~0.91	83.36	23~28	15~17	0.4~0.8	-26~-28
冷　湖	J_2	0.8160	1.5~5.0	-9~18	8.4~12.8	0.05	-28.6~-30.4

2.油源对比

从油／岩生物标记化合物的特征以及碳同位素组成的综合对比研究中取得了以下认识:

①陆家堡凹陷的原油和油砂与岩石抽提物的甾烷指纹分布表明，它们与九佛堂组及沙海组下部油源岩有关，而与九佛堂组的关系最为密切。

②热演化特征的研究表明，陆参 2 井 2287 米的油砂和陆参 1 井的原油源于九佛堂组中下部生油岩，是有机质演化成熟阶段的产物。陆参 2 井的原油和巨 2 孔油砂的油源岩为九佛堂组上部生油岩，是有机质演化低成熟阶段的产物。

③陆参 2 井的原油和岩石干酪根碳同位素对比结果也表明，原油的油源岩为九佛堂组上部，但也不排除该组中下部泥岩夹层的可能性。

第五节　储集层和生储盖组合

一、储集层的沉积特征

盆地的储集层主要为碎屑岩类。阜新组、九佛堂组的砂岩中已见油显示。另外，沙海组、九佛堂组的厚层泥岩裂隙中亦常含油，在特定的条件下，也可视作储集层。

盆地的沉积相前已述及，上侏罗统储集砂体以三角洲相为主。可细分为三角洲前缘席状砂、河口坝砂和水下分流河道砂等微相，见于九佛堂组、沙海组和阜新组。滨湖、浅湖相砂体见于沙海组和阜新组。近岸水下扇相砂砾岩则见于九佛堂组下部。后二种砂体在盆地储集岩中只占次要地位。下白垩统储集砂体为河流相和滨浅湖相，前者见于青山口组和姚家组，后者见于嫩江组。由于埋藏浅，远离油源，上白垩统砂体可以暂不考虑作为储集层。

盆地储集岩为不同粒级的砂岩和粉砂岩，按成分分类主要是凝灰质砂岩、岩屑砂岩和粉砂岩。从表 2-2-9 中对储集岩岩性及其厚度的时空变化可有概括的了解。相对来说，九佛堂组和阜新组储集岩比较发育，总厚度分别为 32.5～364 米、7～193.5 米；沙海组储集岩不发育，总厚为 2～169 米。共同的特点是砂岩占地层总厚度比例小，层多且薄，一般粒级较细，为细砂岩和粉砂岩，中砂岩不多。据薄片观察，碎屑岩的结构成熟度和成分成熟度都很低。从铸体薄片看，各类砂岩的分选性和圆度较差，基质含量高，岩屑成分主要为中—酸性喷出岩，硅质岩和变质岩岩屑不多。胶结物有粘土基质、碳酸盐、沸石及各种自生粘土矿物。其产状各异，粘土基质多呈粒间充填，有些则以粒表模或丝状方式充填于粒间；碳酸盐矿物呈粒状、镶嵌状、或交代方式充填；沸石常呈粒状产出。胶结类型在铸体薄片上可分出三种型式：基底式、孔隙式和嵌晶式。粘土矿物随深度加深，其数量和类型的变化有明显的规律性，由表 2-2-10 可见，蒙脱石自浅至深逐渐减少，至九佛堂组消失；绿泥石自阜新组出现后逐渐增加，至九佛堂组达 67.6%；伊—蒙混合层则仅出现于九佛堂组。以上各种胶结物的成分、含量、产状和胶结类型对储集层性能都将产生重要影响。

二、储集层物性特征

1.孔隙度和渗透率

根据陆家堡凹陷储集层物性统计（表 2-2-11），可以看出储集层物性的变化有一定规律。下白垩统储集层孔隙度最大达 33.6%，平均为 26%，渗透率最大值为 282×10^{-3} 二次方微米，平均为 69×10^{-3} 二次方微米，属高孔隙、中—低渗透储集层，物性较好（据陆参 2 井）。上侏罗统物性明显变差，阜新组孔隙度平均为 27.7%，最大达 34.6%，渗透率平均为 62×10^{-3} 二次方微米，最大为 214×10^{-3} 二次方微米，属高孔隙、中低渗透储集层。

表 2-2-9 陆家堡凹陷上侏罗统储集岩厚度统计表

地层 / 岩性 / 厚度 / 井号	阜新组						沙海组						九佛堂组					
	砾岩、砂砾岩		砂岩、粉砂岩		储集层总厚(m)	占地层厚(%)	砾岩、砂砾岩		砂岩、粉砂岩		储集层总厚(m)	占地层厚(%)	砾岩、砂砾岩		砂岩、粉砂岩		储集层总厚(m)	占地层厚(%)
	单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)	单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)			单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)	单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)			单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)	单层最大厚度(m)	累厚/占地层厚(%)		
陆参 1	4.5	4.5/0.68	9.0	107.0/16.05	111.5	16.73			4.0	25.5/5.4	25.5	5.4			12.0	32.5/10.08	32.5	10.08
陆参 2			8.5	193.5/26.3	193.5	26.3			4.0	76.5/21.6	76.5	21.6			7.5	147.0/20.7	147.0	20.7
建 1			8.5	94.0/28.1	94.0	28.1			7.0	25.5/8.72	25.5	8.72	0.5	1.0/0.13	20.0	363.0/46.66	364.0	46.79
巨 2			26.0	186.5/56.3	186.5	56.3			1.5	2.0/1.4	2.0	1.4						
清 1			8.5	96.0/55.0	96.0	55.0			1.0	3.5/3.0	3.5	3.0	85.14	205.14/68.0	2.0	28.5/10.0	233.64	78.0
清 3	15.0	97.5/52.0	5.5	13.0/7.0	110.5	59.0			20.5	36.0/26.0	36.0	26.0	37.0	221.0/66.0	2.0	24.0/7.0	245.0	73.0
库 1	10.5	63.5/33.0			63.5	33.0	61.5	162.0 73.1	4.5	7.0/3.2	169.0	76.3	76.0	310.0/92.8	2.5	19.5/5.8	329.5	98.6
陆参 3			3.0	7.0/1.19	7.0	1.19			4.0	14.0/3.26	14.0	3.62	3.0	9.5/1.39	8.0	206.0/30.21	215.5	31.6
道 1	0.5	1.0/1.0	15.0	85.5/60.0	86.5	61.0			7.5	70.5/33.0	70.5	33.0	10.0	45.0/18.0	12.5	188.0/75.0	233.0	93.0

沙海组孔隙度平均为15%，渗透率最大为4×10^{-3}二次方微米；九佛堂组孔隙度平均为10%，渗透率最大为3×10^{-3}二次方微米，该二组渗透率一般都小于0.1×10^{-3}二次方微米，可见沙海组和九佛堂组均属低渗透、低孔隙储集层。而阜新组当属有利的储集层。

表2-2-10　陆参2井砂岩中的粘土矿物类型含量（%）①

地　　层	蒙脱石	伊利石	高岭石	绿泥石	伊—蒙混合层
嫩江组	53.8／6	19.8／6	26.3／6	0／6	0／6
姚家组	100.0／2	0／2	0／2	0／2	0／2
青山口组	95.0／4	0／2	10.0／2	0／4	0／4
阜新组	88.2／5	3／5	5.4／5	5.8／5	0／5
沙海组	69.2／5	0／5	9.4／5	6.6／5	0／5
九佛堂组	0／7	27.0／7	0／7	67.6／7	8.0／7

①表中分母为样品数。

表2-2-11　陆家堡凹陷储集层物性统计表

井号	层　位	孔隙度（%）				渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）			
		样品数	最大	最小	平均	样品数	最大	最小	平均
陆参1	阜新组	48	29.7	12.8	21.8	30	23	<1	5
	沙海组	6	19.8	2.0	9.5	6	4	<1	
	九佛堂组	2	3.6	2.9	3.3	2	<1		
	义县组	9	7.9	1.3	4.7	9	55	<1	
陆参2	阜新组	18	30.2	7.0	20.3	18	109	<1	31
	沙海组	4	13.6	8.3	11.0	3	<1		
	九佛堂组	23	17.2	5.0	10.0	22	3	<1	1.5
	义县组	3	7.9	1.8	5.6	3	<1		
陆参3	九佛堂组	45	15.9	4.6	10.6	45	1		
	义县组	7	11.0	7.1	9.2	7	<1		
建1	沙海组	1	20.3			1	2		
	九佛堂组	24	20.4	8.9	14.1	24	1		
清3	阜新组	5	34.6	31.7	33.4	5	214	41	92.6
	沙海组	2	26.0	25.4	25.7	2	<1		

2.孔隙类型和孔隙结构

据陆参2井储集层研究成果，不论那一深度，原生粒间孔和次生粒间孔都不大发育，只

见一些残留孔、晶间孔、微裂隙及少量溶蚀形成的粒内孔、粒间孔，孔隙直径都较小。残留孔直径相对较大，可能对储集层孔隙度有较大的贡献。微裂隙比较常见，长度几毫米至数厘米（表 2–2–12），常见油迹。在储集层孔隙度深度变化图上，1000～1660 米孔隙度从 15%递减到 8%，1660～2020 米，孔隙度有回升，从 8%增加到 12%、2020 米以下孔隙度稳定在 7.5%左右。孔隙度回升的原因主要系微裂隙发育所致。这一事实值得重视。

根据铸体薄片资料，除下白垩统样品孔隙较发育，面孔率平均值为 27%，平均孔宽 86.8 微米外，上侏罗统样品大部分为无孔无缝，而见少量孔隙的样品正处于上述孔隙度回升深度范围以内，说明储集层岩石致密，储集性能差。

压汞试验获得的毛管压力曲线表明，多数样品的排驱压力都大于 10 兆帕，最大连通孔喉半径为 3.125 微米，多数样品小于 0.075 微米。从孔喉半径频率直方图可以看出，除少数样品为中喉不均匀型外，大多数样品为细喉均匀型，孔喉半径小于 0.1 微米的占 80%以上，反映出样品渗透率低的特点。

以上资料结论一致，进一步说明沙海组、九佛堂组属低渗透、低孔隙储集层。

三、影响储集层物性的因素

影响储集层物性的因素是沉积作用和成岩作用，是两种作用的综合反映，因此，在因素分析中不能过分强调某一方面的作用。

表 2–2–12　陆参 2 井裂隙发育情况表

井段（m）	厚度（m）	岩　性	裂隙特征	油气显示
1018.90～1022.87	3.97	灰色细砂岩，深灰色粉砂岩	小错动，裂隙十分发育	
1654.11～1656.11	2.0	灰色细砂岩	裂隙存在	油　迹
1657.69～1657.85	0.16	灰黑色粉砂质泥岩	裂隙发育	油　迹
1706.61～1711.63	5.02	深灰色油页岩	裂隙较发育，局部被方解石脉充填	缝面含油或充填沥青
1930.23～1932.50	2.27	深灰色泥岩	裂隙发育	缝面含油或充填沥青
2051.23～2058.55	7.32	灰色凝灰质砂岩，粉砂岩，深灰色凝灰质泥岩	裂隙发育，局部被方解石脉充填	缝中含油
2091.47～2092.07	1.4	灰褐、深灰色油页岩	有裂隙，均被方解石脉充填	缝面含油，局部油往外渗
2233.16～2233.80	0.64	深灰色凝灰质泥岩	裂隙较发育，均被方解石脉充填	局部缝中含油
2286.72～2292.27	5.55	深灰色凝灰质泥岩，灰色凝灰质粉砂岩	有裂隙	油迹，局部原油沿裂隙面渗出

*1.*沉积作用

陆家堡凹陷为一狭长的地堑，距物源区近，各组岩石中除含有大量的火山岩岩屑外，不稳定矿物较多，而火山灰（凝灰物质）也占相当的比重，同时基质含量高，这些易于压实的柔性矿物，无疑给储集层物性变差造成先天性影响。另外，目前探井多位于地堑内部，钻遇地层临近前三角洲，岩性变细，这也是物性变差的因素之一。

2.成岩作用

（1）胶结充填作用　如前所述，储集层岩石的胶结物有粘土基质、碳酸盐、沸石、自生粘土矿物，它们的产状、含量及其成岩变化对储集层性能有直接影响。

（2）压实作用　一般砂质岩石随粒度变小压实作用减弱。盆地储集层为细砂岩和粉砂岩，由于含一定量的柔性矿物，表现一定程度的压实，据陆参2井所见，颗粒之间大部分为点—线接触，表明压实作用不甚强烈。

（3）交代作用　据陆参2井储集层碳酸盐含量统计（表2–2–13），沙海组和九佛堂组储集层中碳酸盐含量远远高于上覆各组地层，镜下观察，长石、石英等矿物不同程度地为碳酸盐所交代。这很可能是九佛堂组凝灰质砂岩物性进一步变差的主要因素之一。

（4）自生矿物的沉淀作用　自生矿物的产状及其含量对储集层物性变化有重要影响，据镜下观察，自生矿物除粘土矿物外，还有沸石、石英和方解石，其产状各异。另据陆参2井砂岩中粘土矿物含量统计，沙海组以上地层蒙脱石含量过高（青山口组　95.0%、阜新组88.2%、沙海组　69.2%），而绿泥石在九佛堂组中的含量竟高达67.6%。因此尽管在蒙脱石向伊利石转化的过程中，储集空间有所增大，但由于绿泥石的大量存在，九佛堂组储集层物性并不能得到改善。

表2–2–13　陆参2井储集层碳酸盐含量统计表

层　位	样品数	碳酸盐含量（%）		
		最大	最小	平均
嫩江组	17	50.9	0.8	10.54
姚家组	2	18.9	1.1	10.00
青山口组	9	6.8	0.3	1.97
阜新组	10	20.8	0	8.80
沙海组	4	27.6	13.7	21.05
九佛堂组	23	32.9	10.2	17.30

（5）溶蚀作用　是一种使孔隙度增大的成岩作用。由于资料所限，尚有待于进一步研究。

综上所述，盆地储集层物性较差是可以肯定的。但并不排除在盆地（或坳陷）的某些部位如凹陷边部靠近物源区、火山岩较薄或缺失的地区找到物性较好的储集层的可能性。另外对储集层还应全面地系统地进行研究，以寻求改善储集性能的有效途径。

四、生储盖组合

根据现有资料，初步划分盆地生储盖组合为以下三种类型

1.下生上储的生储盖组合

具备储盖条件而油源来自下伏地层，以断裂作为油气垂向运移的通道。阜新组属较好的储集层，并具盖层，目前在阜新组已见油显示，油源对比表明原油来自沙海组下部和九佛堂组生油岩，是盆地较好的成油组合。

2.自生自储的生储盖组合

九佛堂组为很好的生油岩和盖层，储集层是其中所夹的砂岩透镜体和薄层砂，由此构成自生自储的组合，已见油显示。是盆地的主要成油组合。

3.上生下储的生储盖组合

陆参 3 井在九佛堂组下伏义县组的气孔状安山岩中已见到油显示，试油累计产油 0.043 立方米。当属九佛堂组为生油和盖油层义县组为储油层的上生下储的生储盖组合。在今后勘探工作中应予以重视。

其他组合类型如新生古储组合、侧变式组合等等，还有待于今后工作确定。

第六节　油 气 显 示

开鲁盆地虽早在 1956 年就开始石油地质调查，但直到 80 年代进行钻探才发现油气显示。东北内蒙古煤炭工业联合公司 472 和 104 地质队首先在陆家堡凹陷的巨 2 孔、道 1 孔钻井中见到油显示。巨 2 孔含油砂岩为 7 层 7.10 米，单层最大厚度为 5.80 米，显示井段 685.00～797.11 米，显示层位为阜新组。从 1983 年起，辽河石油勘探局在开鲁盆地开展石油地质勘探工作，1987 年开始钻探，到 1989 年底共完井 9 口，其中陆参 1、2、3 井、建 1 井、清 1 井等 5 口井见油显示。现就参数井油气显示叙述如下：

陆参 1 井阜新组井深 1132～1174.5 米，油斑砂岩 2 层 4 米，油迹粉砂岩 3 层 3.5 米，综合解释低产油层 2 层 4 米。九佛堂组井深 1971～2011 米，油迹凝灰质砂岩 7 层 20.5 米，综合解释低产油层 4 层 3.5 米，可能油层 1 层 12.8 米。试油射开 5 层 84 米，累计产油 0.049 立方米。

陆参 2 井阜新组井深 1081.67 米，油斑砂岩 0.08 米；井深 1106.8～1252 米油浸砂岩 1 层 2 米，油斑砂岩 2 层 3.8 米，综合解释低产油层 2 层：1106.8～1108.8 米井段 2 米、1151.2～1153.5 米井段 2.3 米。九佛堂组油浸凝灰质砂岩 3 层 9.7 米，油斑凝灰质砂岩 8 层 19.7 米，测井解释低产油层 14 层 5.57 米，可能油层 2 层 9.8 米。试油射开 12 层 215.2 米，累计产油 3.78 立方米，均为低产油层。

陆参 3 井在 1100～1960 米井段见到了不同级别的油显示，测井解释九佛堂组有低产油层 6 层 15 米，义县组火山岩 1899～1960 米井段有低产油层 1 层 24.6 米。九佛堂组试油（射开 6 层 21.6 米），结果为水层，义县组火山岩（射开 2 层 38.5 米），获少量油流，累计产油 0.043 立方米、水 0.4 立方米。

第七节　油气早期评价

油气评价一般经历定性评价与定量评价两个阶段。

一、油气资源的定性评价

1.盆地类型好

开鲁盆地为晚侏罗世—白垩纪的叠合盆地，成盆作用以断陷作用为主，坳陷作用较弱，上侏罗统（不计义县组）可厚达2000米，而白垩系厚度不足800米。厚度巨大的侏罗系湖相生油岩建造逐步深埋并为白垩系广泛覆盖，为有机质转化成油及其保存提供了有利条件。

2.地温梯度高

晚侏罗世火山喷发和新生代辉绿岩的侵入为油气生成提供了良好的热力条件。陆参1井和陆参2井平均地温梯度每百米分别为4.13℃和3.59℃，其中某些井段的最高地温梯度每百米达4.73℃和4.18℃与二连盆地、松辽盆地相接近，后者地温梯度在国内各含油气盆地中居首位。这种高地温场的分布，显然有利于油气生成和运移。

3.生油岩质量好

盆地主要生油岩为九佛堂组和沙海组，有机质丰度高，有机质类型为II_A—II_B型，大部分处于生油门限深度以下，是好—最好生油岩。陆家堡凹陷资源量估算结果与二连盆地的额南凹陷或与酒西盆地的资源量大致相近，具有形成中小型油田的油源条件，如果考虑浅层未成熟原油这一部分潜在的资源，找到油气的潜力还要大。

4.圈闭条件好

据现有资料，陆家堡凹陷基本落实的局部构造共有20个。按T_4构造图圈闭总面积274.6平方公里，圈闭幅度一般为100～300米。构造类型有背斜构造、断裂背斜构造和断裂鼻状构造等三种，除个别圈闭面积在25～40平方公里外，一般在5～15平方公里，圈闭面积较小。如果考虑到深浅层圈闭的存在，油气聚集的规模仍然可观。

泥岩裂隙圈闭是值得重视的另一种圈闭，据陆参1井资料，在2150～2230米井段（九佛堂组下部）发现泥岩欠压实现象，地层压力高达22～30兆帕，正和泥岩裂缝含油段相吻合。

5.储集层条件较差

陆家堡凹陷储集层不发育，储集性能较差，这只是根据有限的资料得出的一些认识。根据断陷盆地生成和发展的规律，在盆缘断裂的一侧，陆家堡凹陷的东南翼找到相对较好的储集层是可能的。而储集性能差并非不能储油，在新疆准噶尔盆地西北缘已有先例。另外也可进行油层改造。

6.生储盖组合有利

就目前认识来说，盆地生储盖组合主要为自生自储组合形式，这是含油气盆地中最常见的一种组合形式。上生下储（或新生古储）是潜山圈闭主要的组合形式。陆东凹陷的东部断阶带，上侏罗统九佛堂组直接覆盖于石炭、二叠系轻变质基底之上，因此有希望能找到这种组合形式。

二、定量评价

1.油气资源量的计算

用氯仿沥青“A”法和残烃法分别计算时，认真考虑了有关参数的选定，计算了有效生油岩体积，计算结果陆家堡凹陷和酒西盆地大体相当。

2.计算结果可信程度的分析

（1）生油岩性质的比较分析（表2–2–14） 从质的方面进行比较和分析后认为，陆家堡凹陷九佛堂组有机质丰度高，母质类型好，全部处在液态窗生油阶段，实属优质生油岩。目前与陆家堡凹陷生油岩形成时间相近的中生代含油气盆地中，都发现了规模不等的油气田，陆家堡凹陷的生油岩略优于酒西盆地和二连盆地的赛汉塔拉凹陷，而和额南凹陷相当，

因此陆家堡凹陷具有形成小型油田的潜力。

(2) 计算的对比分析（表 2-2-15） 从量的方面进行比较和分析，二连盆地石油地质条件与开鲁盆地类似之处很多，前者的各项参数也与陆家堡凹陷近似。陆家堡凹陷主要生油岩有机质类型较好，氯仿沥青"A"和烃含量都高于二连盆地的二个凹陷。但陆家堡凹陷成熟度较低，油气生成还未真正达到高峰生油阶段。总之二者的相似性表明陆家堡凹陷的资源量估算有较高的可靠性。

表 2-2-14 我国中生代盆地生油岩性质比较表

盆地或凹陷		层 位	C_{org} (%)	A，(%)
库 车		J_{1+2}	1.36	0.0430
酒 西		K_1x	0.89～1.83	>0.05
鄂尔多斯		J_3y	1.5	0.1300
		J_1y	2.419	0.0782
松 辽		K_1qn_{2+3}	0.69	0.0510
		K_1qn_1	2.98	0.5330
二连	赛汉塔拉	K_1b	0.81～0.88	0.0764～0.1132
	额 南	K_1b	1.51～2.78	0.1238～0.3893
陆家堡		$J_3sh～J_3jf$	2.61～4.58	0.0603～0.4500

表 2-2-15 资源量计算参数的比较表

凹 陷	"A" (%)	H_C (ppm)	R_o (%)	干酪根类 型	地温梯度 (℃/100m)	门限深度 (m)	门限温度 (℃)	*Ka* (%)
二连额南	0.1238～0.2893	236～2392	0.85～1.23	Ⅱ	3～4	1250	62	4
二连赛汉塔拉	0.0764～0.1132	417～1236	0.78～1.08	Ⅱ	3.4～3.8	1500	61	6.3
陆 东	0.0603～0.4500	305～2874	0.5～0.8	$Ⅱ_A～Ⅰ_B$	3.59～4.13	1250	59	5
陆 西								5

第八节 勘 探 方 向

通过以上的评价，说明开鲁盆地陆家堡凹陷和二连盆地的额南凹陷有很好的可比性。二连盆地的形成时代、盆地类型、基底性质、沉积序列、地温梯度和生油门限深度都和开鲁盆地有很大的相似性。二者都是晚侏罗世—白垩纪盆地，沉积剖面中暗色泥岩均占很大的比例。勘探结果表明，二连盆地系由"小盆地"群组成，凹陷窄、长、小，且分割性强，多物源，近物源，即使在湖泊全盛时期，各凹陷也都有边缘相带的存在。了解这一事实，对于开鲁盆地的油气评价和勘探方向的确定将会有所启发。

今后的勘探方向如下。

一、加强储集层评价、寻找有利储集相带

二、深浅层勘探并举

储集层条件差不利于油气较长距离的运移，自生自储是凹陷油气分布的主要特征，因此，在成熟生油岩深度范围内可勘探适宜的目的层。根据本区有机质成熟度低的特点，深层仍有一定的勘探潜力。另外，凹陷内断裂发育，油气可运移至浅层聚集形成油藏，在勘探中不可忽视。

三、寻找多种类型的圈闭

从地层、岩性和构造条件分析，陆家堡凹陷存在多种类型的圈闭。结合勘探区域的划分分述如下：

1.陆西凹陷

除道1孔见油气显示外，3口区域探井（陆参3、庙1和庙2井），均发现油显示，义县组火山岩段试油获少量油流，因此陆西凹陷是一个很有远景的勘探地区。其中有利地区有马北斜坡、马家铺断裂背斜和包日温都背斜。马北斜坡位于陆西凹陷的北侧，南临生油凹陷，可能发育扇三角洲，形成较好的岩性圈闭。包日温都背斜西北靠生油凹陷，东临边界断层，可能发育扇三角洲砂体，形成岩性—背斜圈闭。马家铺断裂背斜是一个伸入到生油凹陷中的披覆背斜，供油条件十分有利，其东侧道1孔已见油显示。一般潜山圈闭和披覆背斜圈闭常共存于一个油气聚集带之中，因此，本区有希望找到潜山圈闭的油藏。

2.陆东凹陷

陆东凹陷生油岩体积大于陆西凹陷，后期抬升较少，因此从总体上看，陆东凹陷勘探应在优先之列。目前选定的有利地区有：中央断裂构造带、清河鼻状构造带和东部断阶带。中央断裂构造带位于凹陷中部，东临库仑塔拉—三十方地生油凹陷，西为交力格生油凹陷，区内断裂发育，为油气运移提供了良好的通道。南侧为主要边界断裂，应有伸入本区的扇三角洲砂体。本带圈闭以断块圈闭为主。如前所述，深层的泥岩裂缝圈闭应是不容忽视的勘探对象。清河鼻状构造带位于凹陷北部斜坡上，油气供给条件十分有利，推测有相对稳定的呈舌状伸入的三角洲砂体，因此本区除存在断鼻圈闭外，应有一定数量的岩性圈闭的存在。东部断阶带比较狭窄，据库1井资料，九佛堂组直接覆于石炭—二叠系轻变质基底之上，缺失义县组。已钻库1、乌1井未见油显示。但由于西临库仑塔拉—三十方地生油凹陷，仍属找油有利地区，大民屯凹陷东部断阶带成功的勘探经验也许会对本带的勘探部署有所启示。

3.哲中凹陷

哲中凹陷只钻一口参数井（哲参1井），钻遇泉头组厚1071米，上侏罗统（除义县组）厚仅171米。钻探结果很不理想。实际上哲中凹陷断陷阶段形成的构造类型应属复式断陷，某个断陷生储情况的不佳，并不能说明整个坳陷勘探前景的暗淡。从这一分析出发，茫汉洼陷、龙湾筒洼陷和奈曼旗洼陷将是优先勘探的有利地区。这些地区上侏罗统九佛堂组—阜新组厚度为1000～1500米，大部分生油岩深埋于门限深度（估计为1400米）之下。

第三章　阜新—义县盆地

阜新—义县盆地位于辽宁省西部，是省内已经发现油气的聚煤盆地之一，东有医巫闾山，西有松岭山脉，二山夹持，地貌上呈一北北东向的山间谷地。东西宽8～20公里，南北长120公里，盆地总面积2000平方公里。构造位置处于中朝地台的东北部燕山断褶带的东段，为一地堑型裂陷盆地。成盆期为晚侏罗世—早白垩世。盆内充填了巨厚的火山岩建造、含煤建造和类磨拉石建造，总厚度为5900米。

盆地煤炭资源丰富，为我国重要的煤炭基地之一。油气显示也十分普遍，在东梁构造上已发现浅层油气藏。

盆地内油苗的发现，可远溯到50年前。据日人皆川信弥《阜新煤田之石油矿床概要》一文报导，当地居民首先在义县和吐呼鲁附近发现"油状煤"及粘性油状物。日人侵占我国东北期间，在东梁构造上共钻浅井61口，有4口井（R_1、C_5、C_{10}、C_{14}）见油和少量气体，其中C_{14}井直到1959年上半年，每天尚能产油10～15公斤。

解放后，石油工业部对阜新地区油气资源的调查十分重视。1954年，石油管理总局张传淦等通过访问和整理日人资料，写出"阜新油田概貌"一文。1958～1959年，松辽石油勘探局110队在东梁构造上钻井4口，有2口井见少量油流，孔深均不超过300米。1970年末～1971年初，322油田（即辽河石油勘探局的前身）地质指挥部外围组和阜新矿务局共同对阜新—义县盆地东梁地区作了评价。从1980年起，辽河石油勘探局开始对盆地进行石油地球物理普查和油气资源评价。截止1988年底，共完成二维地震测线69.95公里，1：50万重力、磁力测线650公里和航磁测线4000.96公里。提出了油气资源早期评价，为全面开展盆地的油气勘探作好了理论准备。

第一节　地层和沉积相

一、地层

盆地内的地层自下而上为上侏罗统义县组、九佛堂组、沙海组、阜新组和下白垩统孙家湾组。

义县组：主要由一套中基性—中酸性火山熔岩、集块岩、凝灰岩夹若干凝灰质砂岩和页岩沉积夹层组成。总厚度2966米。动物化石有 *Eosestheria* aff. *middendorfii* (Jones) 米氏东方叶肢介（亲近种），*Lycoptera muroii* (Takai) 室井氏狼鳍鱼，*Ephemeropsis trisetalis* Eichwald 三尾拟蜉蝣和爬行类 *Yabeinosaurus tenuis* Endo et Shikama 细小矢部龙，*Manchurochelys manchouensis* Endo et Shikama 满洲满洲龟等。植物化石少见。该组与下伏蓟县系雾迷山组呈不整合接触，主要分布于盆地南部。

九佛堂组：主要分布于义县以南，相当于该区原定的沙海组。岩性主要为页岩、钙质页岩、泥质粉砂岩夹酸性凝灰岩和凝灰质角砾岩。最大厚度为774米。含 *Eosestheria fuxinensis* Chen. 阜新东方叶肢介，*Cypridea (Cypridea) vitimensis* Mand. 维提姆女星女星介，*Djungarica yixianensis* Zhang 义县准噶尔介，*Lycoptera davidi* (Sauvage) 戴氏狼鳍鱼，*Ephemeropsis trisetalis* Eichwald 三尾拟蜉蝣等化石。底部与义县组呈整合接触，

顶部与沙海组呈假整合接触。

沙海组：是一套具湖相泥岩夹层的含煤层组，为盆地的主要成油组合。由下而上由黄色砾岩段、含煤段和泥岩段组成。在艾友清河门区为主要含煤组。动物化石丰富，有 *Bellamya fengtienensis* (Gr.) 奉天环棱螺，*Bellamya clavilithiformis* (Gr.) 棒石螺型环螺，*Limnocypridea qinghemenensis* Zhang 清河门绘星介，*Paracypretta subglobosa* Zhang 近球形似微星介？和鱼化石碎片等，植物化石很少。总厚度为 578～1300 米。

阜新组：为一套以河流相为主的含煤层组，中下部由中厚—厚层砂岩、粉砂岩、泥岩和煤层组成，上部为灰绿、灰紫色杂色层。植物化石有：*Ruffordia goepperti* (Dunker) Seward 葛伯特鲁福德蕨，*Acanthopteris gothani* Sze 高腾刺蕨，*Coniopteris burejensis* (Zal.) Seward 布列亚锥叶蕨，*Chilinia elegans* Zhang 优雅吉林羽叶，*Ctenis lyrata* Lee et Yeh 七弦琴形蓖羽叶，*Ginkgo sibiricus* (Heer) Seward 西伯利亚银杏，*Elatocladus manchurica* (Yok.) Yabe 满洲枞形枝等。动物化石有 *Cypridea (Pseudocypridina)* globra Hou 球形假伟星女星介，*Eoparacandona fuxinensis* Zhang 阜新始似玻璃介，*Nippononaia* cf. *yanjiensis* Gu. 延吉日本蚌（相似种），*Pseudarinia maerospira* Zhu 高塔假喙螺等，最近还发现 *Haizhoulepis changi* (gen.et sp.nov.) 常氏海州鱼。总厚度为 655～1200 米。与下伏沙海组呈整合接触。

孙家湾组：主要分布于盆地东部，为杂色类磨拉石建造。岩性以粗中砾岩为主，夹少量薄层、透镜状砂岩和粉砂岩。岩性纵横向变化复杂，不易分层。该组与下伏阜新组呈整合接触，李金以南直接覆盖于沙海组之上。总厚度为 650 米。在九道岭本组剖面中产有：*Nippononaia* cf. *yanjiensis* Gu 延吉日本蚌（相似种），*Viviparus* cf. *onogoensis* Kobayashi et Suzuki 大野田螺（相似种），*Tulotomoides* sp. 似瘤田螺（未定种）等化石。

二、沉积相

根据地层简述，盆地的沉积序列是：（由下而上）火山岩、火山碎屑岩夹湖相沉积，浅湖相沉积夹凝灰岩、洪积冲积物，含煤砂质页岩夹湖相层、厚层湖相沉积，主要含煤组和冲积扇。这些沉积组合的垂向序列反映了盆地沉积演化的全貌。

冲积扇：见于义县组底部，九佛堂组顶部和沙海组下部、阜新组上部和孙家湾组，且为孙家湾组的主要岩相，均分布于盆地两侧。在盆地东缘，山前冲积扇呈带状分布，向盆内呈楔形体伸入到河流相中，甚至直接覆盖在煤层之上，见图 2-3-1。

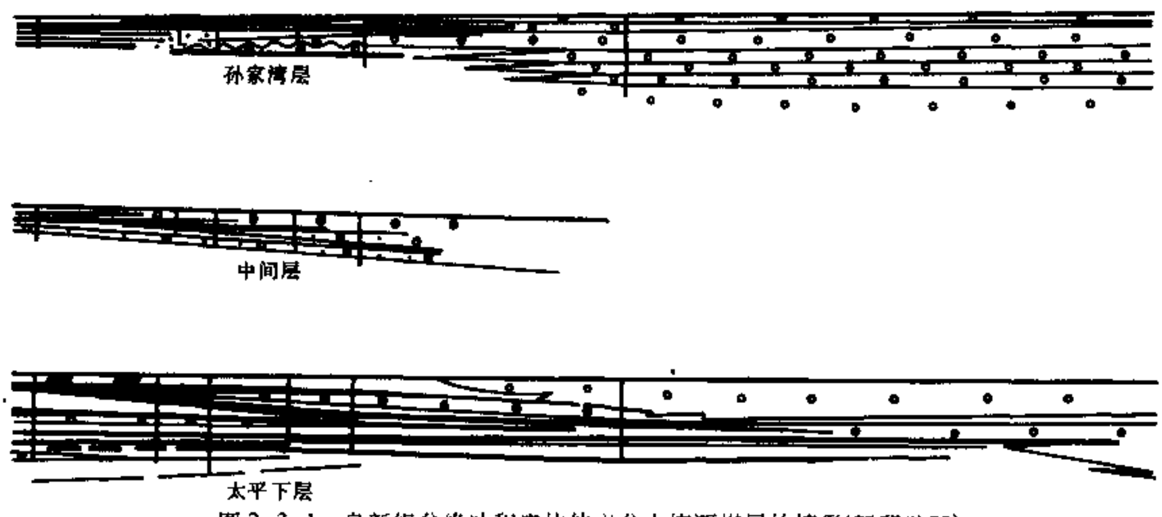


图 2-3-1 阜新组盆缘冲积扇体伸入盆内掩覆煤层的情形(新邱矿区)

盆地西侧的沙海组冲积扇，主要由粗、中砾石和部分砂、粉砂、泥混合堆积而成，呈楔状进入盆内，在清河门杨彪沟有清晰的剖面，见图 2–3–2。孙家湾组冲积扇则是于热气候环境下的产物。

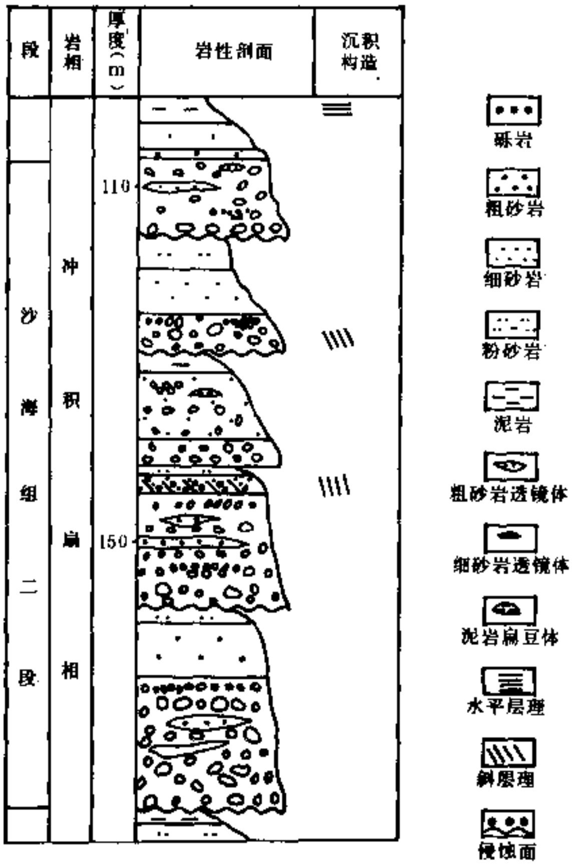


图 2–3–2　清河门杨彪沟沙海组二段冲积扇沉积层序图

河流相：为各组段主要沉积相之一。阜新组在海州露天坑剖面中由 5 个由粗而细河流相正旋回组成。下部为河床亚相，上部为河漫滩亚相（主要为泥炭沼泽亚相）。从层理组合、砂岩粒度参数和 C–M 图上均进一步说明为河流相，粒度概率曲线部分为二段式，属低弯度河流，部分为多段式，属辫状河流。

沙海组沉积时湖泊相发育，河流相带比较狭窄。在砂岩粒度概率曲线中，悬浮次总体含量高（大于 35% 的占 40% 以上），截点粗（小于 2.75φ 的占 60%），跳跃次总体的粒度范围广（0.5～2.5φ），说明物源近，地形坡度大，流水湍急，谷宽水浅，河流很快入湖。

三角洲相：主要见于沙海组三、四段。沙海组四段上部的三角洲相垂向层序（由下而上）为：灰黑色泥岩（前三角洲亚相，层理不清）；粉砂质泥岩、粉砂岩（具波状、水平层理和韵律层理）；细砂岩和粉砂岩互层；厚层的中砂岩（三角洲前缘亚相）；中厚层砾岩、砂岩和沼泽相泥岩（三角洲平原亚相）。后者主要为分流河道砂和沼泽相泥岩，分流河道砂则具有辫状河流的特征。总的来说，由下而上表现出三角洲相特有的由细变粗的反旋回特征，旋回厚为 70～80 米，见图 2–3–3。

湖相：可分为滨湖—浅湖相和半深湖相。滨湖—浅湖相各组段均可见到，半深湖相则只存在于沙海组中。九佛堂组由具水平纹理和韵律层理的钙质泥岩、粉砂岩夹泥灰岩组成，干裂、小型波痕等浅水标志明显，产叶肢介、昆虫和介形虫化石，完整的昆虫和植物化石同地保存，说明基本上属静水湖泊。沙海组三段泥岩以深灰、灰黑色为主，薄层至厚层状，部分为粉砂质泥岩，炭屑和植物碎片含量不定，富含介形虫、螺、瓣鳃类等动物化石，属浅湖—半深湖相。阜新组主要为滨湖—浅湖相，或湖沼相，泥岩富含炭质，或为炭质泥岩。沙海组四段主要为半深湖相，为厚层暗色泥岩，深灰、灰黑色，间夹炭质泥岩、菱铁矿和泥灰岩薄层，层理不清，有时见韵律层理。湖相的中上部夹砂质岩类，最近被确认为浊积岩。其中以薄层浊积岩为主，次为具厚层递变砂的浊积岩。另外还有与之有关的滑塌沉积和水下泥石流。这里半深湖相泥岩与浊积岩组成了很好的成油组合。

沼泽相：为含煤盆地中的常见相，可形成于不同的沉积环境。阜新组泥炭沼泽相主要形成于湖泊淤浅沼泽化和冲积扇扇前平原湿地，而沙海组泥炭沼泽相出现于滨湖或三角洲平

原。

盆内相带分布与盆地走向平行，呈北东向，两侧冲积扇发育，向盆内依次为河流相和湖泊相，表现了裂陷盆地相带规律性展布的特点。但在盆地发展的过程中，随着盆缘断裂活动的差异，各时期相的组合及其分布也有所不同。

沙海组沉积时期，盆地相带分布由东南到西北依次为冲积扇相、河流相、三角洲相和湖泊相。沙海组三段沉积时湖泊分隔，艾友、清河门地区泥炭沼泽发育，东梁、海州一带湖盆水域较为广阔，沙海组四段沉积时期湖泊分布达最大规模，主要为半深湖相。

阜新组沉积时期，由盆缘到盆内，依次为冲积扇、冲积平原、沼泽相、河流滨湖相、浅湖相；盆地东南侧山前冲积扇向盆内不断伸入。见图2-3-4。

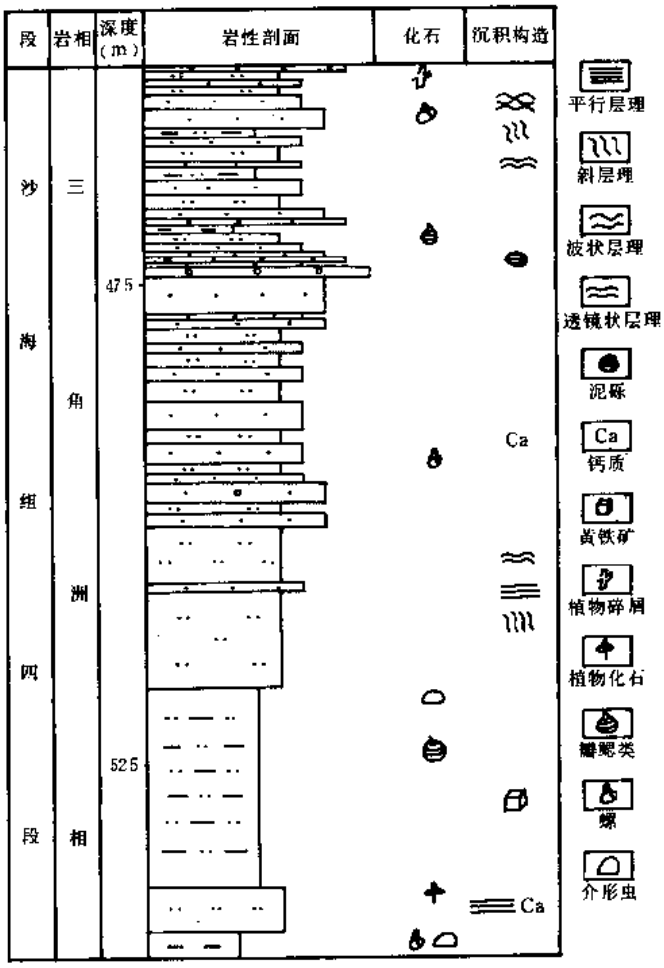


图2-3-3 艾友1017孔沙海组四段三角洲沉积层序图

第二节 构造特征及其发展史

阜新—义县盆地是在前寒武系基底长期上隆的基础上，经燕山运动中期裂陷作用而形成的地堑盆地。

一、基底结构

成盆前基底经历了复杂的构造演化，留下了不同性质、不同方向、不同规模的构造形迹。从太古界、中上元古界和不同时代的侵入岩的火山岩的空间展布来看，主要区域构造线为近东西向、北东向和北北东向；次为南北向和北西向，由此所形成的破裂网络为以后盆地的形成奠定了基础。

盆地边界均为断层所限。东侧和西侧盆缘断裂平面上呈锯齿状，就是在原来基底断裂的基础上发育而形成的同沉积断层，它们控制了盆地的形成和发展。

最近编制的重力基岩深度图（相当于太古界或中、上元古界顶面）（图2-3-5）反映了盆地基底表面的大致形态。总的来看，阜新市以南在北北东向较为对称的带状凹陷的区域构造背景上，出现了东梁镇、伊马图和九道岭三个斜列的次级凹陷，其中东梁镇以南的伊马图凹陷最深，达5900米。次级凹陷之间的凸起则常与北西向断裂相伴随，往南到大凌河断裂以北，盆地基底已经抬起，埋藏不深。盆地南部义县地区大凌河以南，为一南北方向的狭窄凹陷，两侧义县组火山岩直接出露地表。阜新县新邱305孔于985米见义县组气孔状安山岩，市北327孔于800米即见太古界花岗片麻岩，表明已临近盆地北缘，基岩深度图也反映

该区为基岩埋深最浅部位，深度1000～1500米。应该指出的是：再往北去，新邱地区又出现了一个凹陷（新邱凹陷），深度3000～4000米，航磁资料说明该凹陷主要为义县组火山岩所充填。早年的钻孔资料也证实了这一认识。

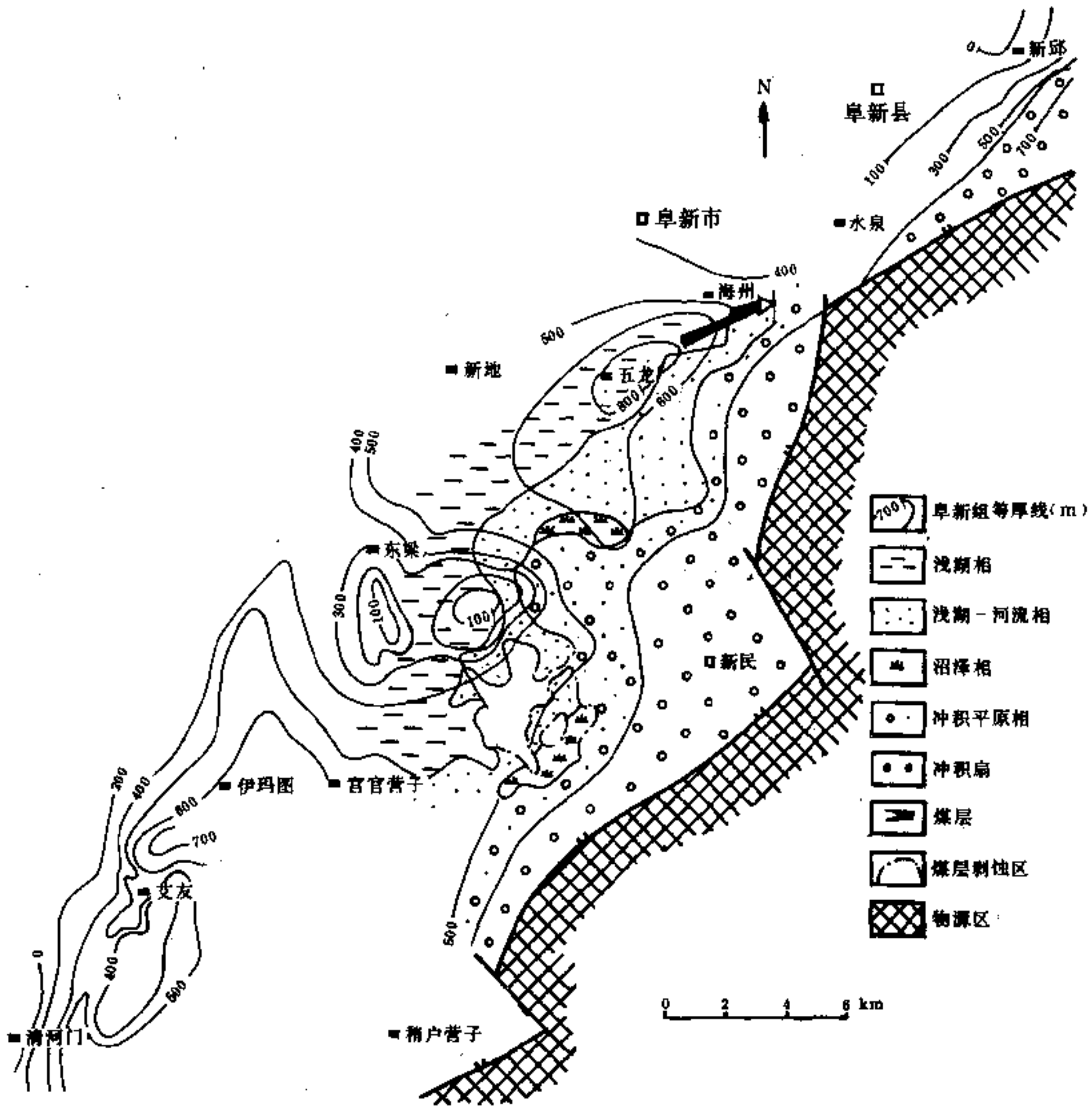


图2-3-4 阜新组岩相等厚图(据107队改编)

据少数钻孔资料，盆地基底岩性为太古界花岗片麻岩和部分蓟县系雾迷山组燧石条带白云岩等岩类。由于盆地基底长期受到风化剥蚀，很可能存在古风化壳。

二、盖层构造

盆地盖层呈不对称的向斜构造，剖面形态呈箕状。地层走向北10°～65°东，与盆地走向大体一致，倾角平缓，北部为25°～27°，南部为8°～15°。盆地东西二侧是长期发育的同沉积盆缘断裂，东缘大巴—锦州断裂和西缘敖喇嘛荒—兴隆沟断裂在平面上呈锯齿状，纵贯南北，总走向为北30°东，倾角较陡，倾向盆内。断裂带中挤压扁豆体、糜棱岩和断层泥等压扭性构造形迹到处可见，应属压扭性断层，断裂活动一直延续到孙家湾组沉积

以后。其中东侧盆缘断裂活动性较强，基底下降幅度大。应该指出，盆缘断裂性质早期为张扭性，只是到了盆地发展后期，才表现为压扭性质。

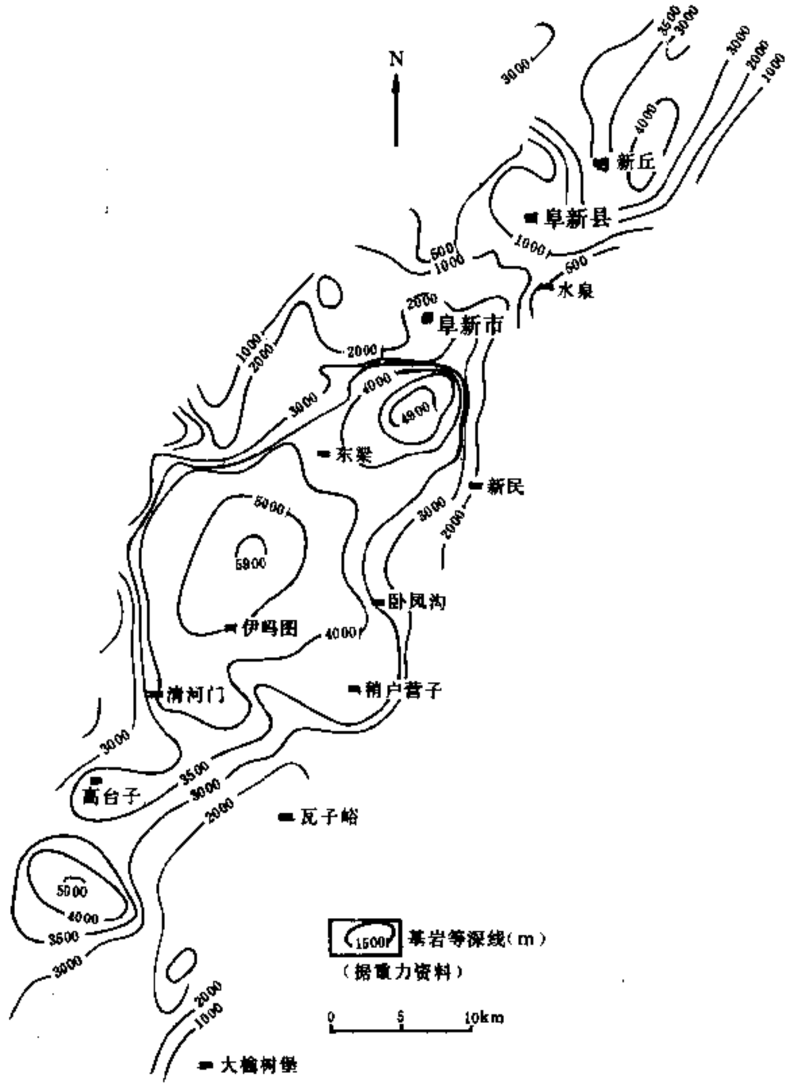


图 2-3-5　阜新——义县盆地基岩等深图

盆地背斜构造比较发育，从东北往西南方向为新邱背斜、县城背斜、海州背斜、东梁背斜、清河门背斜和九道岭背斜依次斜列。它们都是南西方向抬起向北东方向倾没的短轴背斜，与盆缘断裂呈 30° 的夹角，背斜间距 8～10 公里。有规律地呈左行雁列排列。除东梁背斜构造形态比较复杂外，其他背斜构造形态都比较简单（图 2-3-6）。

东梁背斜是一个平缓的复式背斜，由一组平行排列的背、向斜组成。主背斜轴在东梁 2 井—东梁 4 井一线，自北而南轴向由北西、北东转为南北向，略呈向西突出的弧形，轴长 9 公里，闭合面积 20 平方公里。东南翼较陡，西北翼平缓，并为北西向（部分南北向）断层所切割，背斜顶部阜新组遭受剥蚀，沙海组直接出露地表，它是目前已知的含油构造。

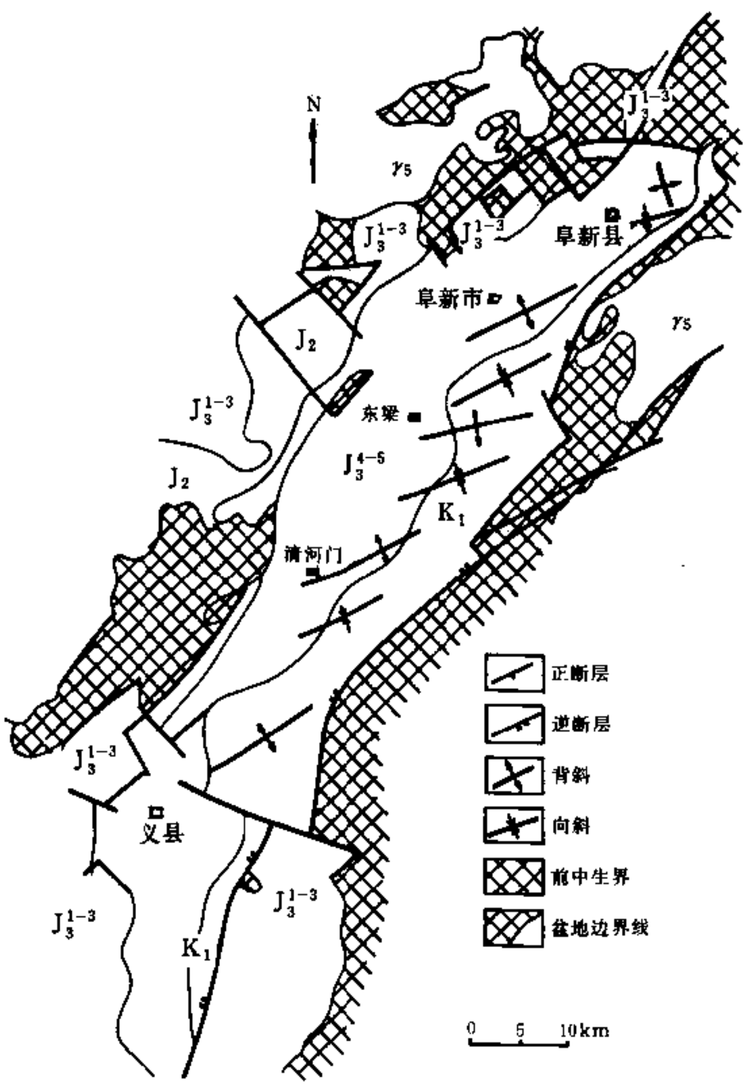


图 2–3–6　阜新—义县盆地构造纲要图

北西、北北西向的张扭性断层在盆地北部发育，一般延伸不远、落差不大。北东方向逆断层常与短轴背斜平行，长度一般为 2～20 公里。东西向和南北向断层一般长 3～4 公里往往为第三系辉绿岩墙所贯穿，在各煤矿坑下均有发现。

三、盆地发展史

盆地的演化进程可划分为初始期、扩张期、收缩期、消亡期四个阶段。

1.初始期

沿盆缘断裂有中基性火山岩喷发（义县组），在喷发间隙期间出现了多次短暂的滨湖、浅湖环境，局部地区如石头营子一带形成了冲积扇。而后在义县以南形成了较大的湖盆，沉积了九佛堂组，后来被洪积和冲积扇堆积充填，湖盆暂时夭折。沙海组沉积初期，由于盆地裂陷作用加快，盆缘地形高差加大，沉降中心向北转移，盆地范围进一步扩大。

2.扩张期

在沙海组三、四段沉积时期盆地进入扩张期，早期出现河流、沼泽和湖泊环境并存的地理景观和既聚煤又可生油的条件，后期水域扩大，成为统一的湖盆，发育了较好的生油岩。沙海组沉积末期，由于盆地的裂陷和盆缘东侧山区的强烈上升，大量碎屑物质通过河流倾注入湖内，形成三角洲和河流沉积。由于碎屑的注入量大于沉降幅度，湖盆迅速淤积，范围缩小。

3.收缩期

在阜新组沉积时湖盆进入收缩期，河流、沼泽发育，聚煤作用占主导地位，只有盆地近西北一侧为滨湖、浅湖环境。晚期由于盆地东缘山前冲积扇不断向盆内推进，聚煤作用停止，气候也由温湿变为干燥，盆内出现泛滥平原红色、杂色沉积。

4.消亡期

由于燕山晚期构造运动的影响使盆地走向消亡，在压扭性构造应力作用下，盆内构造基本定型，后期强烈抬起并遭受剥蚀，孙家湾组就是一套"造山后期"的类磨拉石建造，堆积于盆地东缘的广大地区，以后盆缘断裂再次活动，断裂附近的孙家湾组被挤压、搓碎，但对盆地内部则影响甚微。

第三节　生　油　层

一、生油层的地质特征

盆地生油层有阜新组和沙海组，九佛堂组也可能为生油层。

阜新组：暗色泥岩多集中在底部，为绿灰、深灰色泥岩夹砂岩扁豆体和薄煤层，属泥炭沼泽相和滨湖、浅湖相沉积。泥岩厚度为65～200米，海州一带厚度最大，可达463米。

沙海组：有两个生油层段（四段、三段），沙海组四段泥岩呈深灰、灰黑色，间夹炭质泥岩、菱铁矿和泥灰岩薄层，有时见韵律层理，富含介形虫，偶见鱼鳞化石。该段中部常夹浊积砂体，上部为三角洲砂岩。暗色泥岩属浅湖—半深湖相，分布广泛，泥岩厚度为230～405米，东梁、海州一带厚度较大。沙海组三段暗色泥岩与含煤的砂质页岩呈横向上的过渡或纵向上的交替关系，以深灰、灰黑色为主，薄至厚层状，部分为粉砂质泥岩。炭屑和植物碎片含量时多时少。富含介形虫、螺、瓣鳃类等动物化石。属浅湖—半深湖相，部分为沼泽相。泥岩最大厚度296米，泥岩多与砂质岩呈频繁的互层，一般泥岩层厚度较薄，最大厚度为60米。

九佛堂组：为纸片状灰质页岩、钙质粉砂岩夹泥灰岩扁豆体；灰、灰黑色，韵律层理发育；含叶肢介、介形虫、昆虫等化石，属静水浅湖相，主要分布于盆地的南部，各种泥岩总厚度达450米。

二、生油岩沉积的地球化学环境

阜新组、沙海组均含重要产煤层，硅化木化石有清楚的年轮，表明当时气候温暖潮湿，有季节之分。动物化石绘星介、达尔文介常分布于淡水湖中，女星介则生活于河口淡水或半咸水中，它们一般喜欢生活在水生植物茂密的地方和有机质丰富的污泥湖底。说明当时为淡水湖泊。利用有机碳和还原硫划分沉积地球化学相，沙海组沉积时期为弱还原—还原相，有利于有机质的保存和转化，沙海组四段沉积期条件更为有利。阜新组沉积期为氧化—弱氧化相，生油条件较差。

三、生油岩的有机地球化学特征

1.有机质的丰度

(1) 有机碳　含量一般在2%以上，艾友、清河门区更高，可能与富含植物碎片和炭屑有关。

(2) 氯仿沥青“A”、总烃含量　沙海组四段、三段氯仿沥青“A”在0.08%以上，总烃>268ppm，达到了较好生油岩的标准。阜新组两项指标都比较低，属非生油岩。

从地区和层段来看，除艾友、清河门地区沙海组三段属较差—非生油岩外（氯仿沥青“A”为0.02%、总烃42.23ppm），其他地区或层段均属较好—好的生油岩。因此，从有机质丰度三项指标来看，盆地内已知有利生油地区和最好的生油层段为东梁区的沙海组四段、三段。艾友、清河门区沙海组四段、三段虽有一定的生油能力，但有机质丰度指标较低。阜新组全区均不具生油潜力。

九佛堂组生油岩，据野外露头三块样品的分析资料，有机碳2.57%，氯仿沥青“A”0.107%，总烃226.34ppm，烃转化率0.81%，属较好生油岩。该组埋藏较深，有可能成为今后工作的对象。

(3) 产烃潜量　系指生油岩中可溶烃与干酪根热解烃的总和(S_1+S_2)。在母质类型相同、成熟度和排烃条件近似的前提下，产烃潜量是反映丰度的一项指标。据统计，沙海组四段产烃潜量为7.29公斤$_{烃}$／吨$_{岩石}$，沙海组三段产烃潜量为2.25公斤$_{烃}$／吨$_{岩石}$。

如果将阜新盆地生油岩与北方中生代其它含油气盆地生油岩的生油指标作一比较，可以发现沙海组四段、三段有机碳含量偏高，氯仿沥青“A”和总烃低于陕甘宁盆地上三叠统延长组、二连盆地的巴彦花组中、下段，与陕甘宁盆地的延安组和库车凹陷、喀什的中、下侏罗统的各项指标则比较接近。另外烃转化率（烃／有机碳）比较低（表2-3-1）。

2.有机质性质和生油母质类型

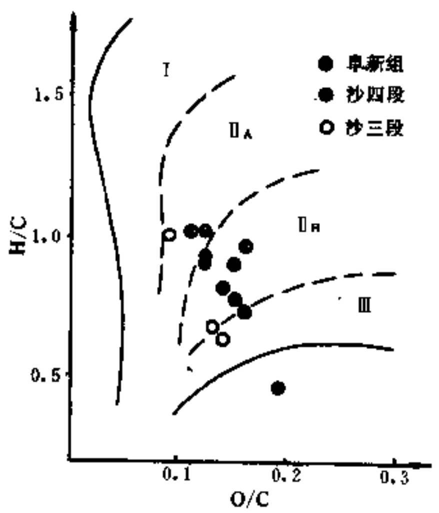


图2-3-7　阜新盆地干酪根类型图

(1) 不溶有机质—干酪根　通过对干酪根的镜鉴，综合评价干酪根类型，阜新组为Ⅲ型（腐殖型），沙海组四段、三段为II_B型（腐泥－腐殖型）。从地区分布来看，全区阜新组干酪根均为Ⅲ型，沙海组四段干酪根均为II_B型，沙海组三段在阜新市北东梁区为II_B型，艾友、清河门区为Ⅲ型，表现了一定的地区差异。

根据干酪根中H／C、O／C原子比，作出了盆地干酪根类型图（图2-3-7）。

在14块样品中，阜新组有一个样，属Ⅲ型干酪根，沙海组三、四段大部分样品在II_B型干酪根区内，只有三个样品在Ⅲ型干酪根区内。因此，阜新盆地的主要生油层沙海组三、四段具有中等生油能力，阜新组的产油率低，在深埋的条件下，可能生成天然气。

根据岩石热解资料，作出了各井有机母质类型图，以东梁563井为例，沙海组除少数样品接近II_A型外，大部分都在II_B型区，只有少数点落入Ⅲ型区（图2-3-8）。

表 2-3-1　阜新盆地与北方中生代盆地生油指标对比表[1]

盆地名称	层位		有机质丰度 有机碳(%)	有机质丰度 氯仿"A"(%)	有机质丰度 总烃(ppm)	氢指数 mg_{HC}/g_{corg}	转化率 $H_C/corg(\%)$	降解潜率 $C_P/corg(\%)$
松辽盆地	下白垩统青山口组	一段	2.98	0.533	4030.00	312.00	9.74	
松辽盆地	下白垩统青山口组	二、三段	0.69	0.051	470.00	200.00	5.10	
陕甘宁	上三迭统延长组		1.50	0.130	864.00	88.00	5.70	10.60(18)
陕甘宁	下侏罗统延安组		2.47	0.078	148.00	54.00	0.60	4.70(5)
喀什	下、中侏罗统		1.48	0.669	321.00	99.00	2.10	
库车凹陷	下、中侏罗统		1.36	0.043	189.00	202.00	1.40	
二连盆地 阿介宝力格凹陷(阿3井)	下白垩统巴彦花组	上段	0.19					3.50
二连盆地 阿介宝力格凹陷(阿3井)	下白垩统巴彦花组	中段	1.67	0.083	512.00	217.00(36)	2.90	1.80
二连盆地 阿介宝力格凹陷(阿3井)	下白垩统巴彦花组	下段	1.88	0.173	1063.00	352.00(16)	4.97	29.38
二连盆地 阿介宝力格凹陷(阿3井)	上侏罗统巴达拉湖组		1.34	0.028	181.30	234.00(7)	1.36	19.86
二连盆地 赛汉塔拉凹陷(赛一井)	下白垩统巴彦花组	上段	0.57	0.025	77.00	77.00(26)	2.44	5.51
二连盆地 赛汉塔拉凹陷(赛一井)	下白垩统巴彦花组	中段	1.25	0.188	901.00	279.00(12)	6.92	23.0
二连盆地 赛汉塔拉凹陷(赛一井)	下白垩统巴彦花组	下段	0.52	0.076	417.00	160.50(2)	4.06	11.00
阜新盆地	上侏罗统	阜新组	2.07(24)	0.01(4)	21.18(4)	35.8(11)	0.41(4)	2.77
阜新盆地	上侏罗统	沙海组四段	2.85(50)	0.08(23)	267.82(23)	212.68	0.91(23)	18.43
阜新盆地	上侏罗统	沙海组三段	2.06(66)	0.10(18)	350.79(18)	163.5	1.17(18)	10.25

①括号内数字为样品数。

综合上述各项资料，阜新组有机质类型属Ⅲ型，沙海组四段有机质类型以$Ⅱ_B$型为主，沙海组三段有机质类型为$Ⅱ_B$型，部分为Ⅲ型。

(2) 可溶有机质　从族组分特征来看，阜新组各项指标接近腐殖型，而沙海组三、四段指标接近混合型，但数值偏低。见表2-3-2。

从正构烷烃气相色谱指标分析，阜新组正构烷烃主峰碳数为C_{17}或C_{23}，碳数范围多在C_{22}—C_{30}，而且峰值高。沙海组正构烷烃主峰碳数为C_{21}，碳数范围多在C_{18}—C_{29}。以藻类为主的有机质主峰碳数在C_{15}—C_{21}之间，而以陆相高等植物为主的有机质主峰碳数在

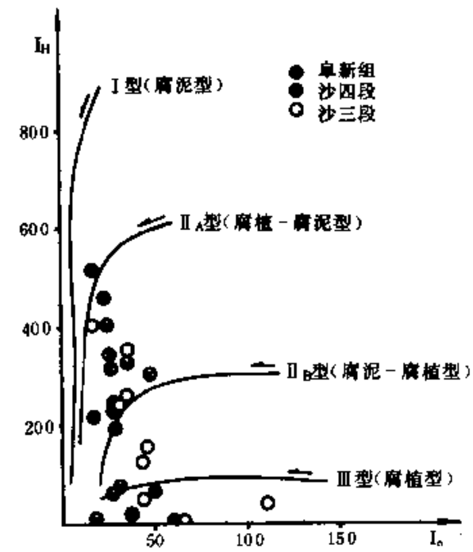


图 2-3-8　东梁563孔生油有机母质类型图

C_{25}—C_{29}之间，说明阜新组有机质以陆源高等植物为主，而沙海组有机质则是水生生物和陆生高等植物组成的混合类型。

表 2-3-2 族组分特征表

层位		族组分			
		饱和烃（%）	芳香烃（%）	非烃+沥青(%)	饱和烃／芳香烃
阜新组		14.46	13.43	54.59	1.08
沙海组	四段	19.69	14.30	52.90	1.38
	三段	23.40	16.40	56.00	1.43

3.有机质的热演化与生油门限

生油岩有机质的演化，主要受时代、有机母质类型、埋藏深度和温度的控制。而本质上是一个热演化过程。现根据岩石热解剖面和地球化学剖面资料，叙述如下：

(1) 岩石热解色谱剖面分析　东梁 563 井岩石热解色谱剖面在 1350 米（恢复深度）以上，烃指数（I_{HC}）小于 10 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，降解潜率和产烃潜量均无明显变化，超过这一深度，烃指数＞10 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，降解潜率达 20.5%，产烃潜量为 9.73 千克／吨。产率指数随埋深的增加，数值的变化趋势是由大变小又增大，产率指数变化转折的深度与有机质成熟的临界深度基本相符。因此，初步确定盆地的生油门限深度为 1350 米，见图 2-3-9。

(2) 生油岩烃类演化特征　随着埋深的增加，氯仿沥青“A”、族组分、正异构烷烃、烃转化率等指标都呈有规律的变化，大致在 1350 米上下出现明显的拐点。1350 米以上总烃量很少，烃转化率＜2，超过这一深度，干酪根热降解作用加强，可溶有机质增加，饱和烃由 22%增至 47%，总烃含量达到 200～1178ppm，烃转化率接近 3%。与此同时，非烃类加沥青质有逐渐减少趋势，OEP 值由 1.6～1.2 减少到 1.2 以下，奇偶优势减弱。正烷烃碳数分布曲线由锯齿状图形向平滑的图形变化，碳数范围变窄，主峰碳数降低，接近于油砂和原油的图形。同时，异戊间二烯烷烃中姥鲛烷与植烷的比值逐渐增高，而姥鲛烷／正 17 烷、植烷／正 18 烷的值明显下降（图 2-3-10）。

(3) 镜质体反射率　一般以镜质体反射率（R_o）0.5%为生油岩成熟与否的分界线，根据东梁 563 井沙海组泥岩镜质体反射率系统测定，证实生油门限深度 1350 米是可信的。

(4) 生油门限温度　盆地缺少实测地温资料，应用胡德等编制的最高温度、有机质受热时间和有机质变质程度关系图，结合盆地干酪根镜质体反射率数值，粗略估算生油门限温度为 63℃，另据于志钧的生油门限方程式：

$$\ln t = 7070\left(\frac{1}{T+273}\right) - 2170\left(\frac{1}{H}\right) - 14.64$$

计算生油门限温度为 64℃。两值平均确定生油门限温度 63.5℃。按生油门限深度 1350 米，地面平均温度为 10℃计算，盆地古地温梯度每百米为 3.93℃。

4.油源对比

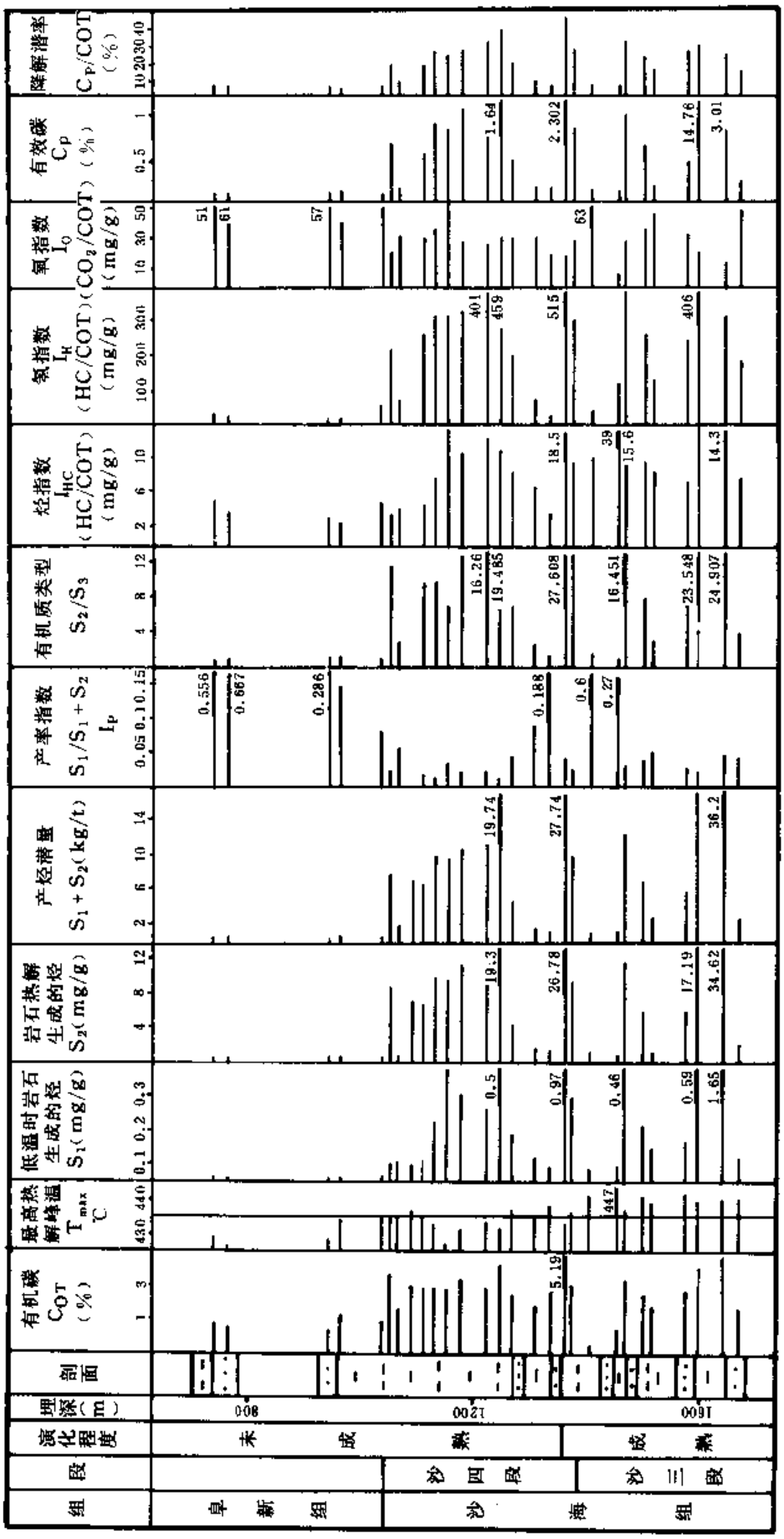


图 2-3-9 东梁 563 孔热解色谱综合图

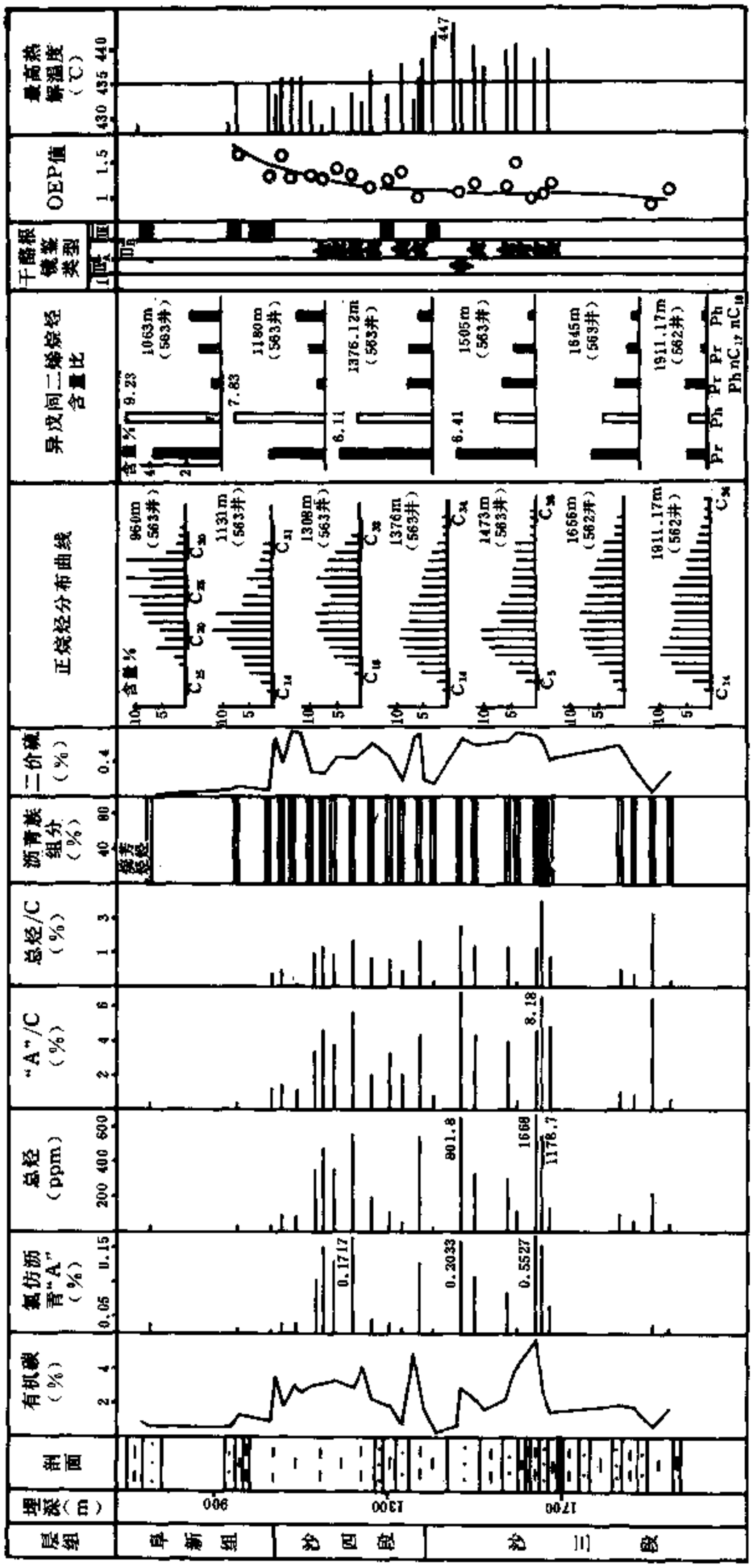


图 2-3-10 东濮区生油层地球化学剖面图

为了确定生油岩和已发现的油砂之间的亲缘关系，根据D.H.韦尔特等人提出的正构烷烃分布曲线相似性的原则，作了东梁563井、562井和艾友1017井沙海组三、四段生油岩和油砂正构烷烃分布曲线对比图（图2-3-11）。

这些曲线对比图表明：沙海组三段油砂的油源来自本段生油岩，而沙海组四段油砂的油源除来自沙海组本身生油岩之外，还来自沙海组三段的生油岩。另外，从生油岩和油砂的异戊间二烯烷烃的分布特征对比也得出了相同的结论。

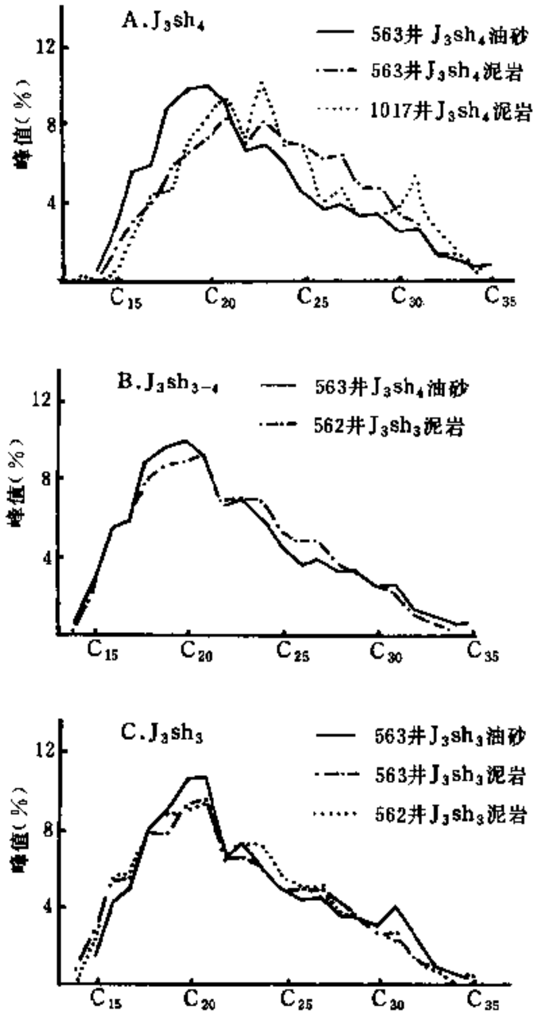


图2-3-11　油砂和生油岩正构烷烃分布曲线对比图

第四节　储集层

盆地的储集层属砂质岩类型，可分为沙海组和阜新组两个组段。

一、储集层的岩性特征

沙海组三段为一套有多旋回结构的含煤岩层，自下而上粗碎屑减少、湖相夹层增多，主要储集砂体在中下部，属河道砂和三角洲砂体。砂层单层厚度0.3～23米，一般为中厚层状，砂层形态呈透镜状或条带状。砂岩类型属不成熟砂岩，如长石岩屑砂岩、岩屑砂岩等。岩屑成分以中酸性火山岩为主，其次为硅质岩、花岗岩，偶见石灰岩和石英砂岩。颗粒磨园度为次尖—次园，泥质和钙质胶结，分选性差到很差，部分分选中等。

沙海组四段砂体主要为浊积砂体，分薄层浊积岩和厚层具递变层理的浊积岩两种，以前者为主，主要分布于中上部。砂层最大厚度121米，一般10～27米。其次为三角洲砂体，分布于沙海组四段上部。

根据海州露天坑剖面，阜新组储集砂体自下而上由5个河流相旋回构成，旋回性清晰，每一旋回由含砾中细砂岩、粉砂岩、泥岩夹煤层组成，本组上部粗碎屑岩和中—细砾岩夹层多，煤层变薄，多呈煤线，并出现紫灰色杂色层。一般底部砂岩厚度大，粒度也较粗，砂层最大厚度为140米，一般为20～50米。砂岩属不成熟砂岩，以长石砂岩、岩屑砂岩为主，胶结物含量不定，一般为3%～25%，泥质和灰质胶结，胶结类型为孔隙式，部分为基底式，分选差到中等，磨圆度为次尖—次圆。

二、储集层的物性特征

目前对盆地内储集砂岩物性的测定，只作了孔隙度和渗透率的常规分析，东梁和艾友区5口井共取525块样品。分析结果见图2-3-12。

从孔隙度频率分布图来看，阜新组孔隙度较高，有 60%～80%的样品孔隙度为 15%～25%，而沙海组样品一般为 5%～15%。从渗透率频率分布图来看，阜新组渗透率相对较高，一般为 9.87～98.7×10^{-3} 二次方微米，沙海组渗透率较低，一般＜0.987×10^{-3} 二次方微米，只有 20%左右的样品为 0.987～9.87×10^{-3} 二次方微米。

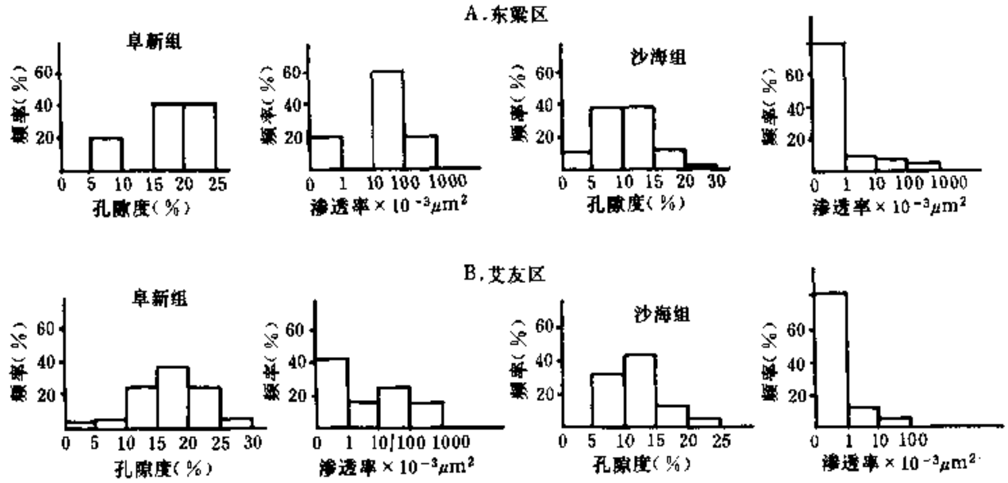


图 2–3–12　阜新组、沙海组砂质岩孔隙度和渗透率频率分布直方图

从一些相关图表上可以看出：

①粒度中值与渗透率有正相关的趋势，中、细砂岩渗透率最好；

②胶结物总量与渗透率为负相关；

③分选系数与渗透率无关；

④孔隙度与渗透率在一定范围内为正相关，但在艾友和东梁地区两者无关；

⑤孔隙度随深度的增大而变小。

第五节　含油气情况

一、油气显示

阜新盆地油气显示非常普遍，北起新邱、县城，南至义县城西七里河子，都有油气显示，主要见于钻井和采煤巷道中，地面显示并不多见，显示层位为阜新组、沙海组。最近在义县七里河子蓟县系雾迷山组硅质白云岩中发现了沥青油苗。

根据 107 队统计，东梁构造上见油气显示的浅孔多达 200 口以上，其中部分孔在钻进过程中还有大量天然气喷出（部分可能为煤成气），油气显示的层位大部分在阜新组。

近来，随着沙海组找煤工作的展开，沙海组砂岩中的油气显示也不断有所发现，在东梁 523、563 等孔中，沙海组油气显示具有显示井段长、层组多、单层薄等特点。含油产状主要为含油和油浸。含油砂岩的岩性以中砂岩为主，其次为粗砂岩和砂砾岩，而且常常见于韵律层的底部，显示厚度一般为 10～25 厘米，个别达 1 米左右。此外，东梁 562 井和艾友 1004 井在沙海组三段下部见油气显示。

东梁构造上有 12 口浅孔进行了试油，最大深度为 352.5 米，多为裸眼完成，采用间歇

提捞和测液面恢复的方法试油，间隔时间3～5天、一周或一月作一次连续提捞试验，日捞油量多则1～2立方米，少则数十升，日产水量0.9立方米到几立方米不等；用测液面恢复的办法求产，平均日产油10～15升，试油过程中往往有少量天然气产出，生产2～3个月后停产，原油产出较多，以后迅速减少，稳定一段时间后，最后无油可捞。

阜新盆地的原油属于轻质油，具有比重低、粘度低、凝固点低、含蜡量低、含硫量低的五低特点。天然气以甲烷气为主。

东梁矿1井煤层底板原油分析结果如下：密度（20℃）0.8358克每立方厘米，粘度（50℃）3.72毫帕·秒，凝固点-25℃，含蜡量4.33%，含硫量0.0973%，沥青+胶质7.33%。

二、煤成气

煤成气是一个重要的勘探领域，随着找气工作的全面展开，目前，煤成气已被提到日程上来。

阜新煤矿生产矿井大部分为高瓦斯矿井。近年来在东梁、清河门区找煤勘探过程中曾多次发生煤成气井喷，有时竟酿成大火。因此关于盆地煤成气的勘探、开发和利用，已引起各方的重视。

据最近初步统计，东梁地区有油气显示的216口钻孔中，有10口钻孔曾发生过严重井喷事故，有11口孔有轻度井喷或有井喷的征兆。见表2-3-3。

表2-3-3 东梁、清河门矿区煤成气显示①

孔 号	深度(m)	岩 性	时 间	煤成气显示情况
522	160		1979.1.2	喷出砂石、泥浆气体高度15m，发生着火
520			1979.1.2	喷出气体着火
68-37	131	砂岩含油	1968.10	气水喷出每小时9.8m³，连续23小时
69-25	254		1969.4	气水喷出每小时2.7m³，持续16小时
56-30	172		1956.6	水气喷出达12m
66-43	170	破碎泥岩	1967.2	气喷出着火
68-40	187	煤层下部泥岩		气水喷出高度18m，持续24小时
68-41	126	煤层下部泥岩	1969.1	气间歇喷出
69-9	474	煤层下部含油粉砂岩	1969.1	气水喷出量不大
68-49	130	煤层组粉砂岩	1969.12	气喷出有嘶嘶声
78-69	217	泥岩	1970.11	气水喷出高度15m，持续8小时
手钻5号		泥岩	1956	孔内喷出气体可着火
清河门56-7	245	泥岩	1956	气水喷出高度20m

①除56-7号孔外，其它均为东梁钻孔，68-37、69-25孔上部有含水裂隙带。

喷出的气体主要是甲烷气。属于煤成气成因。见表 2-3-4。

表 2-3-4 井喷气体分析成果

孔 号	CH_4(%)	N_2(%)	O_2(%)	CO(%)	CO_2(%)
56-30 孔	97	1.72	1.04	0.24	
56-7 孔	88.2	7.6	4		20.2

阜新煤矿大部分生产矿井中，瓦斯的喷出量都较大，据 1981 年统计，在 20 对生产矿井中高瓦斯矿井就有 12 对，其中新邱立井和东梁 2 井瓦斯的含量最高，这表明阜新盆地储存着丰富煤成气。

阜新盆地的含煤层组阜新组和沙海组共分 10 个煤层组，煤层总厚 50～100 米，主要分布在新邱、海州—东梁、艾友—清河门三个富矿带上，煤的单位面积储量每平方公里达 208 万吨，含煤面积有数百平方公里，煤种主要为长焰煤，部分为气煤，属低级烟煤，它们是生成煤成气的主要源泉。另外，含煤地层中所夹的暗色泥岩也可成为煤成气的气源岩。

第六节 生储盖组合及圈闭类型

阜新盆地的生、储、盖组合，由下而上可分为九佛堂组、沙海组和阜新组三个组合，其中以沙海组组合最好，阜新组组合较差，九佛堂组组合埋藏较深，勘探程度低，虽认识不多，但从地质情况分析，仍是一个有希望的组合。这三个组合都是下部为生油层，中间为储集层，上部泥岩为盖层、垂向组合良好。另外，生、储、盖组合也存在侧向变化的组合形式，如沙海组三段基本上是湖相泥岩和三角洲砂岩交替的岩相序列，在横向上存在湖相泥岩到三角洲砂岩的侧向变化，生成的油气极易通过侧向运移进入砂体。煤系地层多旋回沉积结构的特点，为油气的生成、运移储集创造了有利的条件。

通过对区域构造、地层、岩性和含油气情况的分析，阜新盆地存在着多种圈闭类型。

构造圈闭是阜新盆地的主要圈闭类型。呈雁行排列的阿金、新邱、海州、东梁、清河门、九道岭等背斜构造具有形成时间早、发育时间长的特点，而且离油源区近，有利于油气的聚集。目前盆地内发现的大量油气显示，都与这些背斜圈闭紧密相关。但是这些背斜在后期都有不同程度的抬起，造成“秃顶”，对油气保存不利，而且常常为不同方向的断层所切割。东梁构造是发现油气显示最多的背斜构造，而且已经采出了原油，由于构造顶部遭受剥蚀，阜新组油气已保存不多，沙海组则是一个有希望的勘探目的层，见图 2-3-13。

艾友、清河门构造也是发现油气的含油构造，艾友和清河门虽被看作是一个构造，但其沉积发育是不同的，清河门构造在沙海组三段沉积早期为一持续沉降的洼陷，沉积厚度很大，晚期上升形成构造；而艾友区仍处在洼陷部位。因此清河门构造是一个很好的早期圈闭，现今的清河门构造是为断层切割的“秃顶”构造，沙海组地层出露地表。构造轴部由于断层的影响，保留了部分阜新组。除了背斜圈闭外，由于盆地内断层比较发育，可能存在断层遮挡圈闭。

非构造圈闭在阜新盆地也是存在的，在盆地南部义县七里河子一带，蓟县系燧石白云岩

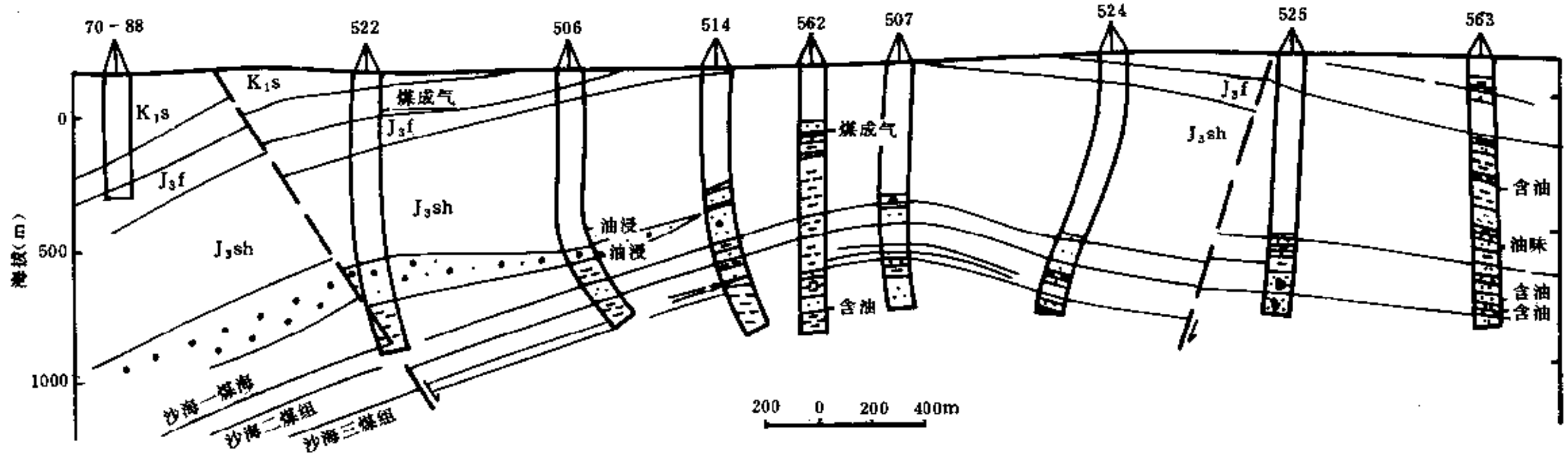


图 2-3-13 东梁 70-88-563 孔油藏剖面图

为上侏罗统火山岩不整合覆盖，已经在白云岩中发现了油苗。从横穿盆地的地震剖面看，盆地东缘沙海组、阜新组分别超覆在盆缘断裂之上，可形成地层超覆圈闭。见图 2-3-14。

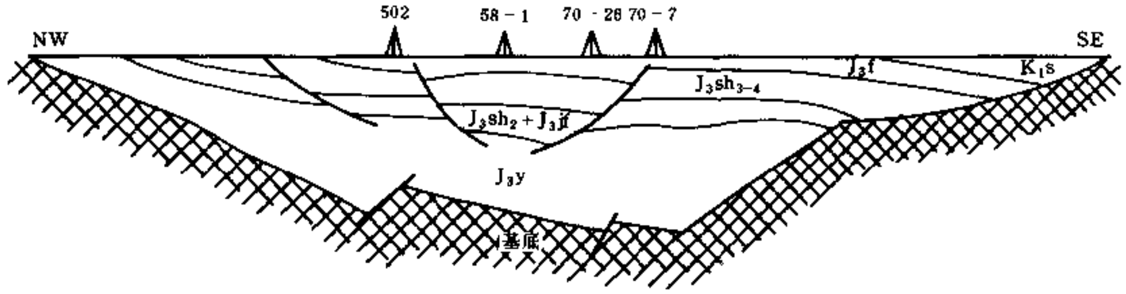


图 2-3-14 阜新盆地 F132.5 地震测线构造横剖面图

阜新盆地的基底自三叠纪到晚侏罗世以前一直处于隆起状态，长期遭受风化剥蚀，除太古界外，还残存有部分的长城系和蓟县系，古地形比较复杂，其上为中生代盖层所覆盖，因此在盆地内找到潜山是可能的。如新邱、海州一带和阴山东西向构造带附近，基底一直处在隆起状态，义县组和九佛堂组厚度很薄或超覆缺失，直到沙海组沉积时期才大幅度沉降，接受沙海组及其以上地层的沉积，具备了潜山圈闭的条件。另外，清河门附近的北西方向凸起存在于洼陷之中，也是有希望找到潜山的地区。

相带分析表明，阜新盆地成油的有利相带为河—湖过渡带，由于盆地面积较小，相带范围很窄。相带横向上的多变性和煤系地层的多旋回性决定了岩性也是形成圈闭重要的因素。如东梁构造目前已找到的油藏，实质上是岩性—构造油藏，这是因为油层岩性、厚度横向变化大，多为透镜体，而且油气显示不完全受构造的控制，在闭合范围之外和向斜中也见到油气显示，从试油结果看，产量递减很快，也说明具有岩性油藏的特征。除此之外，厚层湖相泥岩中的浊积砂体是寻找岩性油藏的有利场所，已经在一些浊积砂体中发现了油气显示。砂体渗透性的变化，即所谓渗透性尖灭带与区域性的地层上倾相配合，也有利于形成圈闭。如盆地西北部的吐呼鲁、阜新市北、县城等地的油气显示，都与渗透性尖灭带有关，它是由于岩石粒度变细或成岩后生作用造成的。

第七节 油气资源评价

阜新盆地油气显示普遍，已在东梁构造找到了油藏，采出了原油，说明其找油的前景是很大的。

一、评价依据

1.具有成油的物质基础

阜新盆地既是一个聚煤盆地，又是一个含油气盆地。沙海组四段厚层暗色泥岩分布面积广，有机质丰度高，有机质类型较好，为腐泥–腐殖型，属较好生油岩，是盆地扩张期半深湖相的产物。东梁至新邱地区沙海组三段生油岩则是盆地初始期浅湖—半深湖相的产物。生油岩加上煤成气生气岩（煤层和含腐殖型有机质泥岩），就是盆地油气生成的有利物质基础。

地温梯度高有利于有机质的演化，被埋藏的有机物质由于盆地地温梯度高(3.93℃／100米)，加上时温效应的关系，埋深1350米左右即可达生油门限生成石油。盆地煤种为长焰煤，部分为气煤，均非高级变质演化阶段的煤种，因此深部勘探仍有很大潜力。

2.具有多种圈闭类型

盆地内背斜构造发育，如东梁、海州等背斜构造，圈闭形成的时期早于油气运移，对油气聚集十分有利，另外，非构造圈闭类型也为数不少，这类圈的形成及其空间分布有一定的规律性，为在盆地内勘探寻找多种类型的油气藏创造了条件。

3.具有有利的生、储、盖组合

在阜新盆地有三套生、储、盖组合，而且在一套组合内还可以组成次一级的生、储、盖组合，有利于生油岩内油气的排出和运移，油源对比的结果已经证实，沙海组的油气来自于沙海组本身。

不利的条件是，晚期构造抬起的幅度较高，主要构造顶部遭受强烈剥蚀，浅层目的层出露，不利于油气的保存。储集层物性差、渗透率低也是不利的因素之一。

二、资源预测

根据现有资料，对阜新盆地北部清河门—新邱一带的生油量和远景资源量用残烃法（氯仿沥青“A”法）、热模拟法等方法进行了初步计算。

1.氯仿沥青“A”法

选用的数据以有效生油岩为依据。

选定艾友、东梁地区5口钻孔共21块生油门限深度以下的各组段暗色泥岩样品，取其氯仿沥青“A”的平均值。

将生油门限深度界面叠合在各组段暗色泥岩等厚图上，确定各组段有效生油岩的分布范围、面积和体积，求得有效生油岩总体积。

根据45块暗色泥岩样品的测定数据，求出生油岩平均密度。

$$Q_{生} = V \cdot D \cdot \text{“A”}$$

式中 V——有效生油岩体积(km^3)；

D——生油岩密度($23.49 \times 10^8 t / km^3$)；

“A”——氯仿沥青“A”(%)平均含量；

$Q_{生}$——生油量。

将以上数据代入公式得：

$$Q_{生} = 120.2km^3 \times 23.49 \times 10^8 t / km^3 \times 0.001025 = 2.89 \times 10^8 t$$

排烃系数（k）和聚集系数（a）用盆地类比法借用二连盆地的数据，有求得盆地的远景资源量达千万吨级。

2.热解模拟法

将未成熟生油岩样品，通过生油岩评价仪（ROCK－EVAL）进行人工热模拟，模拟原始有机母质随埋深和地温的增加生成油气的全过程。记录下不同模拟温度下的生烃量，然后绘出计算曲线和有关图版。再用有关图版计算已成熟生油岩的生油量。该方法所有参数由实验取得，克服了其它方法选取参数中的人为主观因素，计算简便，是油气资源定量估算的重

要方法之一。

计算了3口井26块成熟生油岩的热解数据，其平均生油量为1.25千克$_{烃}$／吨$_{岩石}$，其他参数与第一种方法相同。计算的盆地生油量为上述方法的2倍多，相差不大。

总之，阜新盆地的找油前景是乐观的。应该利用盆地基础地质和煤田地质研究程度较高这一有利条件，全面开展盆地的地震普查工作，查明盆地基底和盖层的构造形态，选择有利的构造部位钻几口探井，查明生、储岩系及其含油性。勘探目的层应是沙海组，并兼探九佛堂组．在地区上除阜新市北东梁区为已知含油有利地区外，清河门以南基底埋藏较深，也宜部置探井。阜新盆地煤成气资源丰富，在找油的同时应注意兼找煤成气。

第四章　铁岭—昌图盆地[1]

铁岭—昌图盆地位于辽宁省北部，东邻大黑山南端、吉林省哈达岭山脉，西为法库岗丘带，向北止于省界。盆地处于辽河中上游，地势低平，河网密布，主要河流有辽河及其支流招苏台河、二道河、亮子河和清河等。地面海拔 50～100 米。

盆地大地构造位置南部处于中朝地台内蒙地轴的东段，北部跨入内蒙兴安地槽褶皱带吉黑地槽褶皱系，是一个上叠于两大构造单元之上的晚侏罗世—早白垩世含煤盆地，面积 7440 平方公里，沉积岩厚度 2700 米。盆地西南部的铁法煤田是辽宁省最大的煤炭基地。盆地西侧康法地区的三家子—三台子凹陷、协尔苏凹陷、张强凹陷是隆起区上的小凹陷，阜新组被剥蚀，仅存沙海组，但目前已发现油气显示多处，因此有较好的勘探远景。

1955～1957 年，地质部航空物探总队 909 队在松辽盆地及周边山区进行了 1：100 万航空磁力测量，初次涉及到盆地全区。该部所属普查队还进行了路线地质调查和地层研究。1976 年，辽宁省地质局完成了 1：5 万航空磁测和伽马测量，工作范围与 1982 年松辽盆地高精度构造航磁工作区部分重合。80 年代初，辽宁省地质矿产局完成了 1：20 万重力测量。1984 年，辽河石油勘探局开始对盆地及其西侧凹陷群进行石油地球物理普查，截至 1988 年底，共完成二维多次覆盖地震测线 1520 公里。1988 年辽宁省地矿局物探大队根据区域重、磁资料解释，提出了“辽宁北部地区中（新）生代负向构造研究报告”。1988～1989 年，辽河石油勘探局地球物理勘探公司与地质矿产部航空物探技术中心合作，进行了 1：5 万高精度航磁及伽马能谱测量，完成测线 13342 公里，覆盖面积 6000 平方公里。

区内普查找矿工作多年来一直以找煤为主，自 1956 年于平原区钻探见煤后，铁法矿区已经建成并全面投产。昌图地区则因煤系地层埋藏较深，探区难于选定，目前基本上仍属于地质空白区。60～70 年代，辽宁省地质局完成了 1：20 万区域地质测量。1985 年，辽河石油勘探局开始对盆地及其西部外围地区展开石油地质普查，结合历年地质和物探普查成果，1989 年对盆地及其西部外围地区含油气远景作了早期评价，并指出了有利的勘探地区。

第一节　地层和沉积相

一、地层

盆地大部分地区为第四系覆盖，仅盆地东部山区、西部岗丘带有地层出露。

盆地基底地层由前寒武系组成。据周边山区资料由老至新为：辽河群[2]，下部为变粒岩夹斜长角闪岩，普遍混合岩化；中部为大理岩；上部为绢云片岩、石英片岩夹浅粒岩。长城系石英岩和蓟县系燧石条带白云岩。震旦系殷屯组紫色砾岩、砂岩和灰绿色板岩。奥陶系—中志留统下二台群（分布于康平、昌图下二台一线）其岩性序列下部为石英片岩、浅粒岩、变粒岩夹大理岩扁豆体，中部为绿帘阳起片岩、石英片岩、大理岩夹炭质板岩、变质砂岩和

[1] 为了便于区域对比，除论述铁岭—昌图盆地外，还兼述了盆地西侧康法地区的凹陷群，并将其总称为辽北地区。

[2] 最近在开原貂皮屯、代庄子地区辽河群中发现小壳类化石，时代改定为早古生代（或早寒武世）。

变质火山岩，上部为石英片岩、云母片岩、浅粒岩夹斜长角闪岩、角闪变粒岩。产 *Eospongia* 始海绵属，厚为3252米。

盆地盖层为上侏罗统义县组、沙海组、阜新组和下白垩统孙家湾组。

义县组（金刚山组和吐呼鲁组） 下部可分三段，下段为含砾粗砂岩、砾岩和凝灰质粉砂岩、页岩；中段为厚层含砾粗砂岩；上段为黄绿色薄层粉砂岩、细砂岩。含 *Lycoptera sinensis* 中华狼鳍鱼，*Eosesiheria* sp. 东方叶肢介（未定种），*Ferganoconcha sibirica* Chernyshev 西伯利亚费尔干蚌和 *Sphaerium jeholense* (Gr.) 热河球蚬等化石，总厚度约2000米，分布于盆地西缘帮牛卜子、大蛇山一带。上部为安山岩、安山质集块岩，厚约500米，分布于铁法地区。二者分别不整合覆于前寒武系变质岩、混合岩之上。

沙海组（含九佛堂组） 自下而上分为下段砂砾岩段和上段含煤段。下段下部为灰、灰绿色砾岩、砂砾岩、砂岩夹薄层泥岩，上部为灰黑色泥岩、夹粉砂岩。泥岩中富含动物化石，有 *Diestheria yixianensis* Chen 义县叠饰叶肢介，*Eosestheria* sp. 东方叶肢介（未定种），*Ephemeropsis trisetalis* Eichwald 三尾拟蜉蝣等（协尔苏）。上段为深灰色泥岩、粉砂岩和煤层互层夹劣质油页岩和泥灰岩。其顶部夹多层中细砂岩和粉砂岩。本组还含有 *Bithynia haizhouensis* Yu 海州豆螺，*Bellamya fengtienensis* (Gr.) 奉天环棱螺，*Campeloma tani* (Gr.) 谭氏肩螺，*Probaicalia* sp. 前贝加尔螺（未定种），*Sphaerium jeholense* (Gr.) 热河球蚬，*Neimongolestheria* sp. 内蒙古叶肢介（未定种）（康平827孔），*Cypridea (Cypridea) unicostata* Gal. 单肋女星女星介，*Cypridea (Yumenia) casta* Zhang 纯洁玉门女星介，*Limnocypridea abscon dida* Lüb. 隐湖女星介和 *Limnocypridea grammi* Lüb. 格拉姆湖女星介（金宝屯）。本组总厚500～850米。根据协尔苏、金宝屯二地化石组合，盆地西部外围康平地区沙海组之下九佛堂组无疑是存在的。由于研究程度不够，本文没有分出。另外受勘探深度的限制，盆内至今尚未钻遇沙海组。

阜新组 为重要含煤建造。可分四段：底部砂砾岩、砂岩段●、下部含煤段、中部砂岩、泥岩段和上部含煤段。下、上含煤段由灰色、深灰色粉砂岩、中细砂岩、灰白色中粗砂

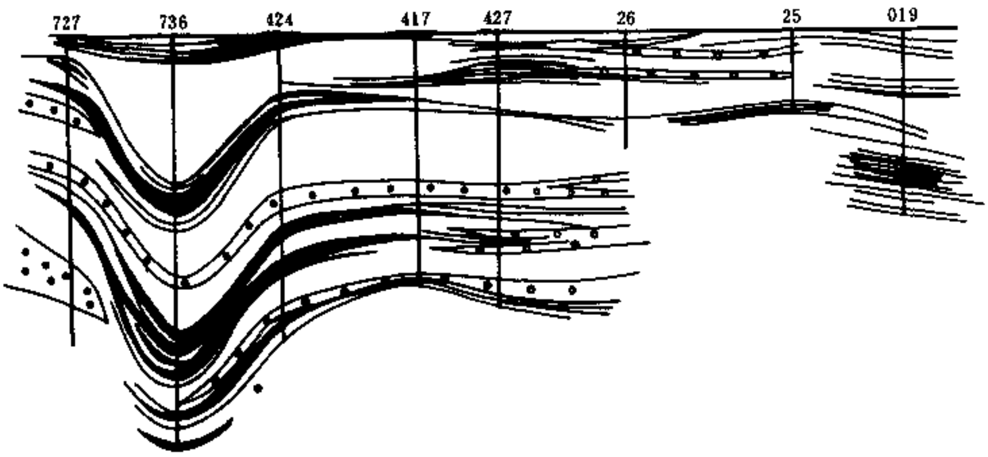


图 2-4-1 铁法凹陷阜新组下含煤段横剖面示意图

（仅示煤层厚度与沉积凹陷的关系）

●底部砂砾岩、砂岩段在地层表上划归砂海组。

岩、煤层及少量灰白色砂砾岩组成。各厚110和220米。中部砂岩、泥岩段为灰色、深灰色中细砂岩、粉砂岩及泥岩，夹煤线，厚为40～100米。全组厚为600～850米。

该组富含植物化石，主要有 *Acanthopteris onychioides* (Vassil. et K−M) 拟金粉蕨型刺蕨，*Onychiopsis elongata* (Geyler) Yok. 伸长拟金粉蕨，*Ruffordia goepperti* (Dunker) Seward 葛伯特鲁福德蕨，*Nilssonia sinensis* Yabe et Oishi 中华尼尔桑，*Coniopteris nympharum* (Heer) Vachr. 蛹形锥叶蕨，*Elatocladus submanchurica* (Yok.) 亚满洲枞型枝等。动物化石有 *Cypridea (Cypridea) Prognata* Lüb. 原始女星女星介，*Cypridea (Pseudocypridina)* sp. 假伟星女星介（未定种），*Paracypretta* sp. 原微星介（未定种），*Candoniella* sp. 小玻璃介（未定种），*Timiriasevia* sp. 季米里亚介（未定种）等。

孙家湾组　下部以灰绿色砂砾岩为主，中部和上部以赭红色、砖红色砂砾岩为主，夹泥岩和砂岩。一般厚为500～600米。与下伏侏罗系呈不整合接触。本组向北延入松辽盆地，厚度增大，称泉头组。

二、沉积相

对盆地沉积相的认识以铁法凹陷比较深入，据矿区资料，煤系地层具有以下相序：底部为由砾岩、砂砾岩组成的冲积—洪积相，厚300～500米；中部为以湖相为主的砂岩和泥岩，不含煤，具缓波状层理，厚为300～400米；上部为沼泽相和河流相，含可采煤层，厚300～500米。在煤系之上为下白垩统的红色冲积—洪积相。整个相序构成一个粗—细—粗的完整相旋回，反映了凹陷形成、发展、消亡的全过程。

煤田地质研究表明，富煤带的部位和方向与煤系沉积和沉降的中心是一致的。在煤系沉积较厚的地区，煤层也比较发育（图2−4−1）。

凹陷内相带分布明显，具有一定的方向性，凹陷东、西和南部边缘为粗碎屑岩分布区，向凹陷内岩石粒度逐渐变细，过渡为砂岩—泥岩和泥岩—砂岩区。总的相带呈北北东方向展布（图2−4−2）。

如前所述，铁法凹陷目前只揭露到阜新组，沙海组情况不明，因此上述相序仅能反映凹陷在阜新组沉积时的演化。

沙海组（包括九佛堂组）相序的初步研究同样也反映存在着一个粗—细—粗的完整相旋回，这说明铁岭—昌图盆地的沉积演化与其同时代盆地相比远为复杂。

第二节　构造特征及发育史

铁岭—昌图盆地是上叠于二大不同构造单元上的晚侏罗—早白垩世断陷盆地。盆地西界以北北东－南北向的双井子—晓明深断裂与双辽康法隆起为邻；东界以北北东向的养马堡—半拉山门深断裂与东部山区相接；索龙岗零星出露的基岩大致勾划出盆地的南界；北部则以四平至八面城电法凸起与梨树凹陷相隔。盆地位置恰好处在松辽盆地东南隆起区的南端，但成盆期为晚侏罗世，属断陷盆地，和白垩纪断坳型松辽盆地明显不同。

一、盆地基底

1.基底岩石性质

以赤峰—开原深断裂为界，南北不同，通过重力、航空磁测资料解释和少数钻孔揭露，结合周边山区地质分述如下。

赤峰—开原深断裂以南为中朝地台区，基底主要为辽河群浅变质岩的前寒武系混合岩，

主要表现为大面积的区域平缓负磁异常（图 2–4–3）。亮中桥—古城堡、开原一带出现高频变化异常，反映基岩埋藏较浅，火山岩较为发育。昌图—老城镇一线高异常变化带则为具有磁性的花岗岩、混合花岗片麻岩所引起。以上推断与钻孔揭露和周边地质相一致。

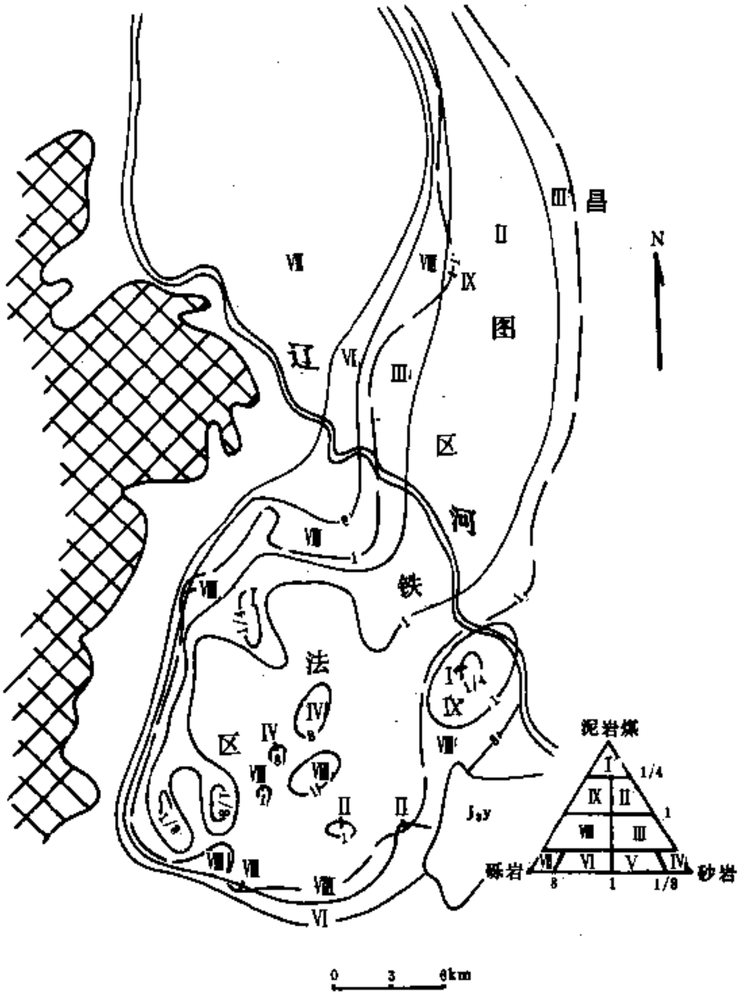


图 2–4–2 铁岭—昌图盆地下含煤段岩比略图

盆地北部为吉黑褶皱带，康平城西、郝官屯和东部山区下二台子已有奥陶—中志留统出露，并有华力西期花岗岩和加里东期混合花岗岩和混合岩分布。盆地及其西侧双辽康法隆起总的表现为醒目的升高异常磁场区。双辽康法隆起以开阔的正异常磁场面貌为其特点，向北与松辽盆地中部长岭宽大的高磁异常带相接，磁场强度约+100～+500 纳特。其地质解释历来颇有争议，有人认为长岭正异常向南可延伸到康平、法库一带的前震旦系变质岩区，变化宽缓的正异常带应是前震旦系残余块体的反映；有人解释为下古生界奥陶—中志留统下二台群；有人则认为应以华力西期侵入岩为主，但并不排除前寒武系、古生界残余块体的存在。根据盆地东部山区地质及磁场反映，本文暂采用后一种意见。

盆地内部为平缓下降的磁异常，磁场强度在+50～−50 纳特之间，推测基底为古生界变质岩，火山岩不甚发育。盆地东北部为升高变化的磁异常区，推断中酸性侵入岩、火山岩较

为发育。盆地边缘獾子洞附近 ZK_1 孔、056 孔分别于 521.20 米和 522.80 米见花岗岩、花岗闪长岩可为佐证。

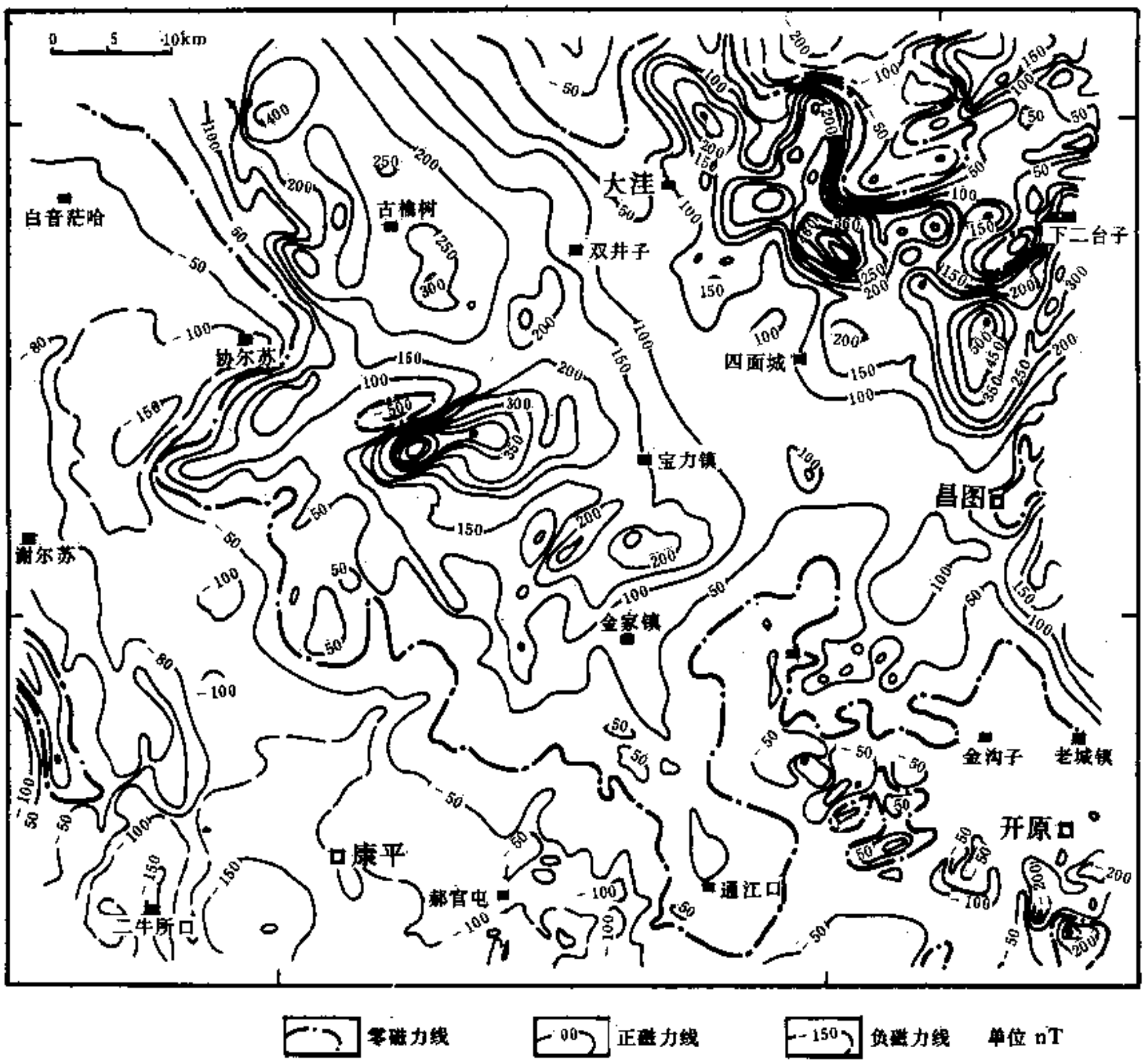


图 2–4–3 辽北地区磁力异常 ΔT 图

2.基底结构

(1) 基底起伏 从 1∶20 万辽宁北部中生代盆地基底等深线图（1988，据重力资料）（图 2–4–4）可以看出：盆地西部为一南北向的隆起带，其南端在康平法库岗丘区有零星出露，往北逐渐隐伏于平原之下，北端可达双辽境内。尽管其上也有几个凹陷，但均属浅凹陷（深度为 500～2000 米），并不影响其隆起带的面貌，一般埋深 300～1000 米。在 031、84–50 孔中，泉头组直接覆盖于基底之上。

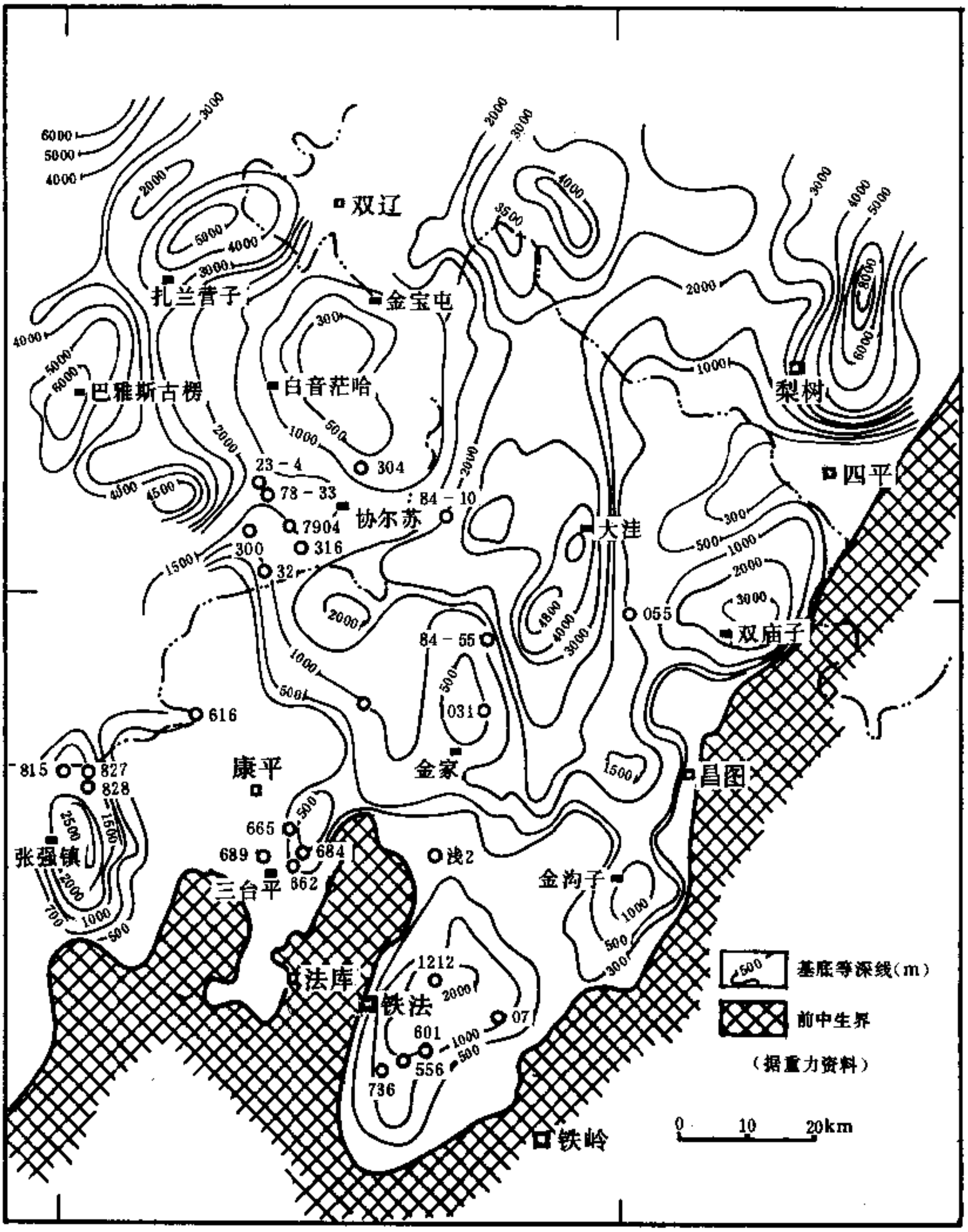


图 2-4-4 辽宁北部中生代盆地基底等深线图

盆地基底大致呈带状向北北东方向延伸，中部埋藏较深，沿区域断裂带分布着二个北北东—南北方向的带状凹陷，北为大洼—昌图凹陷，南为铁法凹陷，深度较大（3000～4500米）。东部基底抬起东缘断裂以西在鼻状隆起之间分布着二个深度较浅（1200～3500米）的小凹陷，北为双庙凹陷，南为金沟凹陷。总的来看，由南向北凹陷有变深的趋势。凹陷的构

造位置及其形态与基底断裂的展布、活动性密切相关。

(2) 断裂　按其深度及其地质和地球物理标志，可分为岩石圈断裂，地壳断裂和基底断裂（图 2-4-5，据重磁解释）。

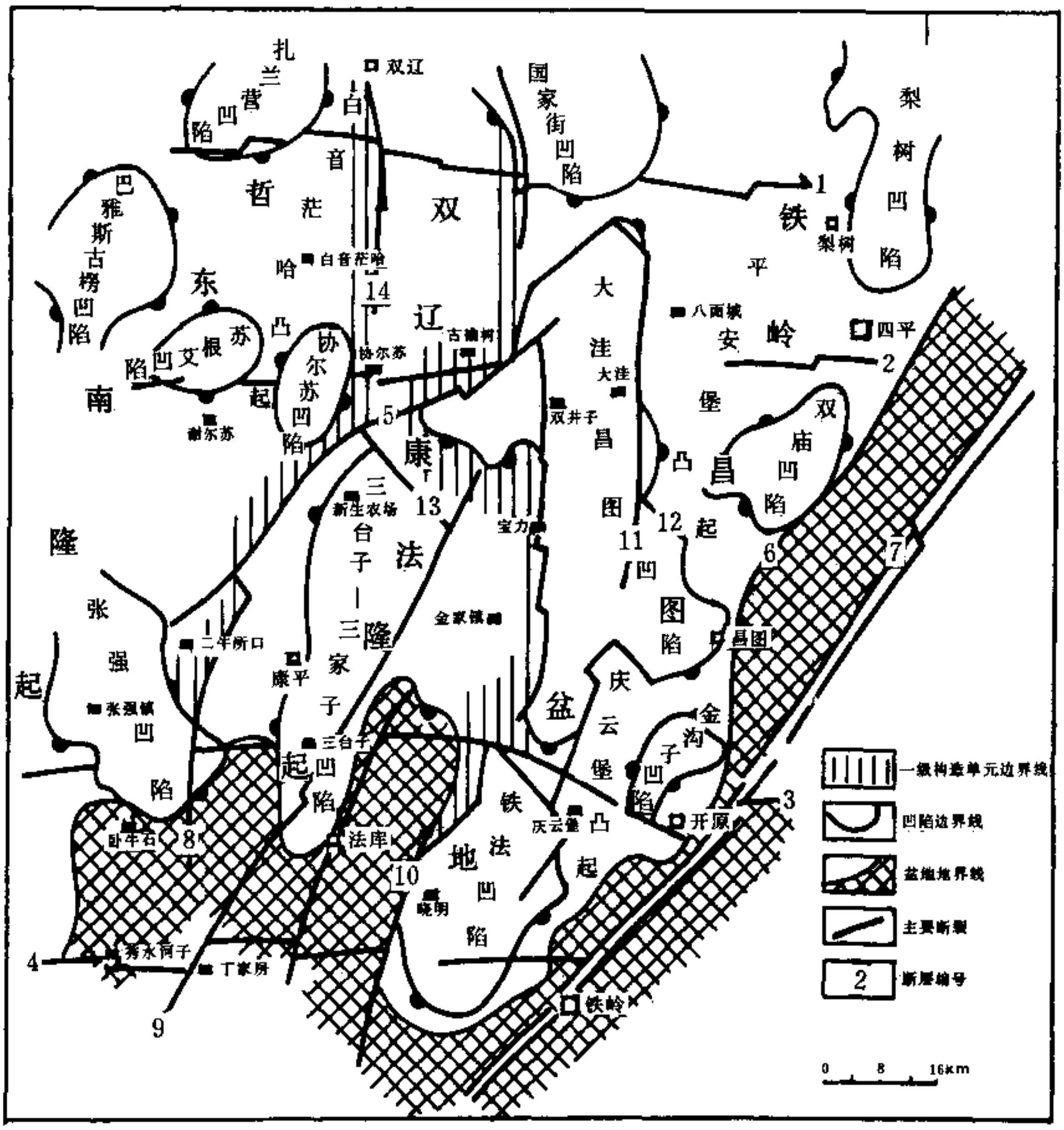


图 2-4-5　辽北地区构造分区图

1—扎兰营—苏根河断裂;2—古榆树—四平断裂;3—赤峰—开原断裂;4—叶茂台—崗山堡断裂;5—二牛所口—李家店断裂;6—养马堡—半拉山门断裂;7—伊兰—伊通断裂;8—西关家屯—双台子断裂;9—新立屯—辽滨塔断裂;10—双井子—晓明断裂;11—八面城—镇西堡断裂;12—双庙—昌图断裂;13—新艾里—开原老城断裂;14—北正镇—双辽断裂

(1) 东西向断裂　由北而南有扎兰营—苏根河断裂（岩石圈断裂）、榆树—四平断裂、

金家镇深断裂（根据航磁确定）●、叶茂台—蒿山堡断裂。前两条断裂之间大致为一基岩隆起带，构成了盆地的北界。后一断裂从盆地的南界通过，在东部山区称蒿山堡—王小堡断裂，沿断裂带有一系列基性、超基性岩侵入。金家镇断裂（地壳断裂）大致沿北纬 42°50′一线展布，两侧磁场背景北高南低，表现为区域磁场分界线、异常梯度带。

(2) 北北东—南北向断裂　主要有西板井—老窝堡深断裂、双井子—晓明断裂、八面城—镇西堡断裂等。

西板井—老窝堡深断裂（根据航磁资料推定）● 为降低负磁场区与升高变化的磁场区的分界线，磁场特征表现为一组平直密集的线性梯度带，属著名的保康断裂的南段，往南为金家镇深断裂所截，是双辽康法隆起的西界断裂，也是松辽盆地东南隆起区与西南隆起区的分界断层。

双井子—晓明断裂由一组平行断裂和相关的羽状断裂所组成。走向北 5～10°东，往北转为南北方向，对铁法凹陷和大洼—昌图凹陷的形成和构造演化明显起控制作用。

八面城（西）—镇西堡断裂与双井子—晓明断裂展布方向相同。

(3) 北东向断裂　主要分布于盆地东部及东部山区。其中最著名的伊兰—伊通岩石圈断裂自吉林延入辽宁后继续向西南方向延展至沈阳新台子，成为郯庐断裂带的重要组成部分。养马堡—半拉山门断裂为盆地东缘的边界断裂，对盆缘凹陷的形成起一定的作用。

(4) 北西方向断裂　区内常见规模不大。

初步分析，东西向断裂形成时间最早，它们可归属于中朝地台北侧深断裂系，一般都经历了长期的多旋回的发展过程。在前元古代就形成了内蒙地轴的骨架。早古生代控制了加里东地槽褶皱带的分布，晚侏罗世对盆地内外凹陷的空间分布格局，也影响极大。北北东—南北向的断裂人们目前了解甚少，如果联系到佳木斯隆起和张广才岭华力西期花岗岩带的南北向展布，至少在晚古生代就已存在。晚中生代时十分活跃，它不仅控制了盆内深凹陷的生成及其展布，盆地西部隆起区以至整个松辽盆地南部晚侏罗世断陷群的空间展布也无不受其控制，可以说南北向断裂是盆地及其西部外围隆起最主要的断裂，它和东西向断裂（和有关隆起）联合在一起，构成了盆地及其西侧隆起基本的构造格局。

北东向断裂是松辽盆地东南隆起区的主要断裂，延入辽宁境内构成盆地东缘的边界断层。其形成历史是长期的多旋回的，中生代时表现为左旋剪切，新生代则显示为右旋剪切。人们对其前中生代活动史的认识尚有争议。

二、盆地盖层

1.盆地及其西部外围构造单元的划分

目前对本区构造单元的分歧较大，分歧的焦点在于：

①对关键性的基底断裂如槽台分界断裂和北正镇双辽断裂南延的实际位置看法不一。

②一种意见认为本区位置已处在松辽盆地南缘，构造单元的划分应纳入松辽盆地的分区系统。另一种意见则认为不同时代的盆地不应在构造单元划分上混在一起，应各有系统。

●传统的槽台分界赤峰—开原深断裂大致沿北纬42°20′一线东西方向延展，主要是根据内蒙地轴北界康平、下二台子零星分布的下古生界露头推定的，地球物理标志并不明显，延入东部山区后，沿元古界与华力西期花岗岩的接触线通过。近年来对此分界争议较多，认为应位于金家镇地壳断裂或叶茂台—蒿山堡岩石圈断裂。另外，金家镇地壳断裂系航磁确定，图中未予表示。

●即北正镇—双辽深断裂，向南延人辽北地区部分命名为西板井—老窝堡深断裂。

因而本文对构造单元划分的意见仅仅是初步的，有待今后修正和补充。

由于基底控制着盖层构造，盖层构造反映了基底，可以根据基底断裂和基底起伏的基本特征，将本区划分为以下构造单元（表 2–4–1）：

表 2–4–1　辽北地区构造单元划分表

一级构造单元	二级构造单元
铁岭—昌图盆地	大洼—昌图凹陷 双庙凹陷 金沟凹陷 铁法凹陷 平安堡凸起 庆云堡凸起
双辽—康法隆起	三家子—三台子凹陷
哲东南隆起	扎兰营凹陷 巴雅斯古楞凹陷 苏根艾凹陷 张强凹陷 协而苏凹陷 白音茫哈凸起

2.主要凹陷简述

(1) 铁法凹陷　盆地西缘双井子—晓明断裂是控制盆地形成和发展的盆缘断裂，在矿区称江屯断裂，走向北北东，倾向北西西，属逆断层，凹陷东部镇西堡附近煤系和义县组火山岩出露。为一北北东向东缓西陡的长圆形不对称凹陷，凹陷深度为 2～3 公里，次一级构造单元自南而北有四家子向斜和大明向斜，它们的轴向与江屯断裂斜交，呈北东向雁行排列，向斜两翼平缓，宽为 5～10 公里，凹陷内发育了北东向和北西向两组断裂，北东向断裂为压性或压扭性，北西向断裂为张性或张扭性（图 2–4–6）。辉绿岩顺层侵入阜新组和孙家湾组。

(2) 大洼—昌图凹陷　为盆地内最大的凹陷，位于铁法凹陷以北，呈带状向南北方向分布，西侧为双井子—晓明断裂，东侧为八面城（西）—镇西堡断裂，凹陷面积为 1560 平方公里，基底埋深达 4.8～5 公里。122.0 地震测线表明为一箕状凹陷，西浅东深，八面城（西）—镇西堡断裂为控制凹陷形成和发展的主要断裂。

在大白旗屯和昌图老城，凹陷向西和向东南方向有二个分支，前者呈向斜状倾向凹陷深部，后者埋藏变浅，深度仅为 1.5 公里。大兴屯、双井子两地火成岩体较多。

凹陷基底可能为古生代浅变质岩。

(3) 三家子—三台子凹陷　为双辽—康法隆起上的一个凹陷。走向北北东，面积 780 平方公里。基底南浅北深，南段埋深 700～1200 米，北段埋深 2400 米。郝官屯—法库县一线有煤系和义县组火山岩出露，走向北北东，倾向北西。

凹陷主要为北东和北西向两组断裂所圈定。西北侧为二牛所口—李家店断裂，东南侧为新立屯—辽滨塔断裂、郝官屯法库断裂。

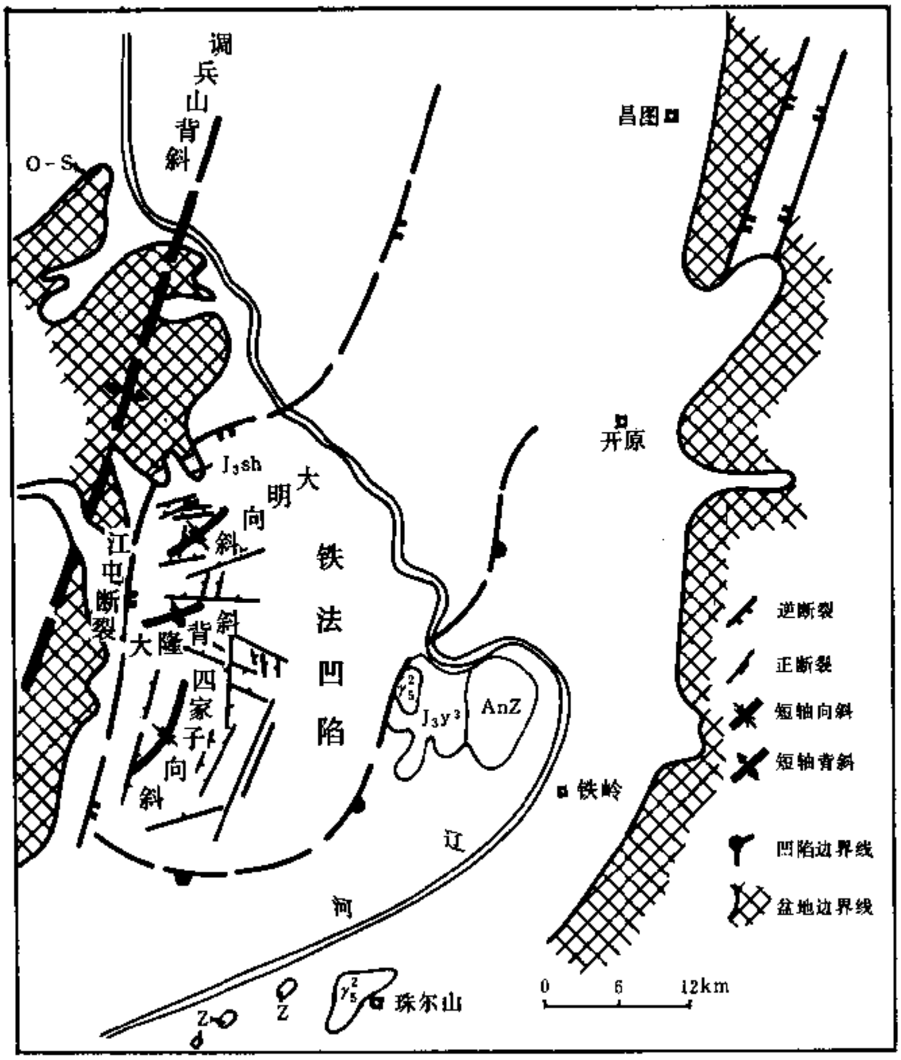


图 2–4–6 铁法凹陷构造略图

(4) 张强凹陷 位于哲东南隆起之上。为一南北向凹陷，东界为西关家屯—双台子断裂，凹陷深 2700 米。据重磁解释，向北可与巴雅斯古楞凹陷相连，成为一个统一的凹陷，凹陷总面积为 1100 平方公里。凹陷东深西浅，为一箕状凹陷。

(5) 协尔苏凹陷 为哲东南隆起上的另一凹陷。呈北北东向展布，面积 140 平方公里，基底埋深较浅，为 1800 米。

3.凹陷和基底断裂的关系（图 2–4–7）

上述各个凹陷的剖面形态如图 2–4–7 所示，可以看出基底断裂对凹陷的形成和发育有明显的控制作用。各个凹陷均属箕状凹陷，都是在主要边界断裂（继承或追踪基底断裂）的作用下，在基底断块翘倾过程中产生的。虽然有些凹陷如大洼—昌图凹陷、铁法凹陷东西二侧为断裂所限定，但由于主要边界断裂的控制，仍表现为箕状凹陷的形式。周边露头观察和重磁资料解释，辽北地区的北北东、北东向断裂多属逆断层，应该说是断裂晚期活动的表现形式。类似的构造现象近年来在中、新生代沉积盆地中已屡有所见。总之，长期活动的规模

较大的北北东、北东向断裂对本区深凹陷的形成无疑起着重要的控制作用。而东西向断裂与上述断裂联合构成的断裂网络明显左右着各凹陷的空间分布。然而各凹陷主要边界断裂出现的位置尚无规律可寻，例如铁法凹陷边界断裂在西侧，而大洼—昌图凹陷边界断裂则在东侧。养马堡—半拉门断裂被认为是郯庐断裂北端的另一分支，但与其有关的深凹陷却出现在北部吉林省境内（梨树凹陷），这些问题尚有待研究。

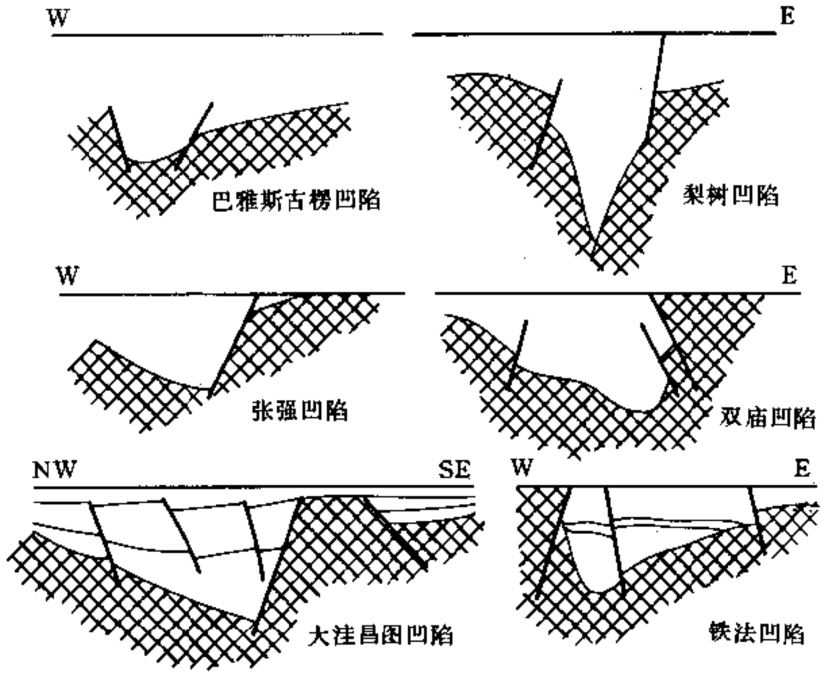


图 2-4-7　辽北地区凹陷与断裂关系图

第三节　生　油　层

一、生油层的地质特征

盆地及其西侧凹陷群有两套生油层：阜新组和沙海组。前者仅见于盆内，后者见于盆地西侧各凹陷，盆内深凹陷尚未揭露。

沙海组　沉积厚度稳定，厚达 600～1000 米，暗色泥岩厚为 50～200 米，岩性为深灰色泥岩夹少量油页岩、泥灰岩，部分地区夹可采煤层，动物化石丰富，含黄铁矿晶粒，属弱—强还原环境下的浅—半深水湖相。

阜新组　为盆地主要含煤建造。盆内各凹陷中均有分布。厚度稳定，厚为 450～800 米。暗色泥岩一般厚为 50～160 米。以灰绿、灰色泥岩为主。多见植物化石和炭屑，为弱氧化环境（S^{2-}平均 0.12%）下的湖沼相沉积。生油条件差，但具有生气条件，是煤成气的气源岩。

二、生油岩地球化学特征

1.有机质丰度

由表（表 2-4-2）可知，除有机碳含量略低外，沙海组各项指标均大大高出阜新组，

从一个侧面反映了各组沉积环境和有机质类型的差异。最好生油岩应属沙海组，而阜新组有机质丰度虽差，仍具有一定的生气能力。

表 2-4-2 辽北地区上侏罗统各组有机质丰度表①

层位	丰度值	有机碳(%)	沥青"A"(%)	烃含量(ppm)	烃转化率(%)	生油潜量(kg/t)
阜新组	范围值	0.74～3.36	0.0097～0.049	32～134	0.14～0.80	0.3～2.66
	平均值	1.99(76)	0.0318(23)	91.5(23)	0.46(23)	1.33(102)
沙海组	范围值	0.6～5.42	0.0325～0.5833	176～2200	0.3～6.01	1.76～11.39
	平均值	2.76(47)	0.196(18)	995(18)	2.54(18)	11.33(6)

①( )内数字为样品数。

2.有机质类型

根据干酪根元素、镜检、碳同位素（$\delta^{13}C$）、热解色谱和可溶有机质性质等项分析资料简述如下：

干酪根元素　从图 2-4-8 可以看出，沙海组干酪根属$Ⅱ_A$和$Ⅱ_B$型，阜新组干酪根属Ⅲ型。

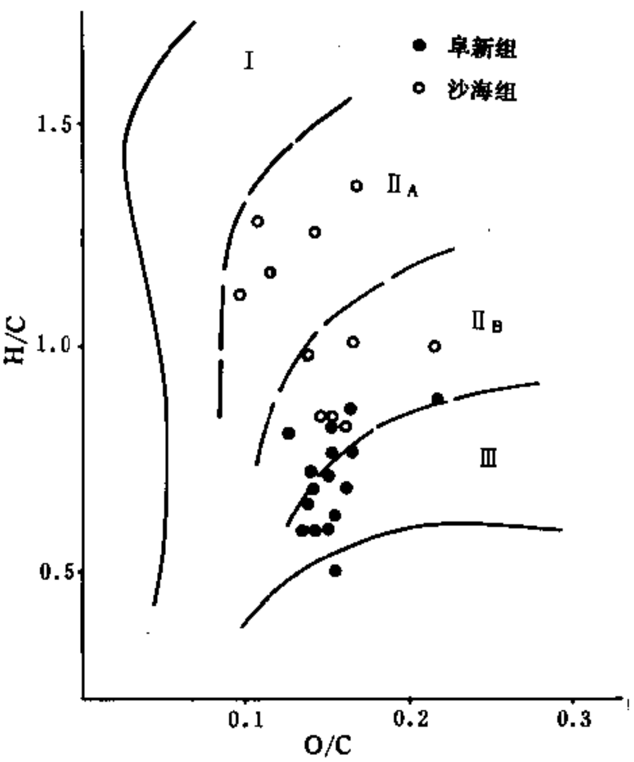


图 2-4-8 辽北地区干酪根类型图

干酪根碳同位素　据 16 块样品分析资料，沙海组 $\delta^{13}C$ 一般为−23.3‰～−28.6‰，平均−25.65‰，属$Ⅱ_B$型。阜新组 $\delta^{13}C$‰一般为−21.56‰～−23.65‰，平均−22.25‰，属Ⅲ型。

干酪根镜检　阜新组 17 块薄片中，干酪根全部为腐殖型，镜下可辨认出棱角清楚的植物碎屑（镜质体、惰质体）。沙海组 12 块薄片中，腐殖型干酪根也占有较大的比例（67%），混合型干酪根较少，这可能与采样位置处在凹陷边缘有关。

热解色谱　根据 9 口井 99 块样品统计，沙海组氢指数一般为 89～530 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，平均为 452 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，生油母质属混合型，阜新组氢指数一般为 20～184 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，平均为 45 毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，生油母质属腐殖型。另外从 I_H—T_{max} 关系图（图 2-4-9）中样品点群分布的特点也可得出同样的认识。

可溶有机质性质　由表 2-4-3 可知，沙海组生油岩烃类族组成具有高饱和烃、高饱／芳比，低非烃+沥青质等特征，与我国陆相混合型生油母质的特征颇为相近。阜新组则相反，有腐殖型的特点。

表 2-4-3　氯仿沥青"A"族组成特征

指标 / 层位	饱和烃	芳香烃	非烃+沥青质	饱和烃／芳香烃	样品块数
	(%)				
阜新组	13.25	13.30	67.60	1.00	26
沙海组	37.13	19.38	42.49	1.94	14

综合上述，沙海组生油母质属腐泥-腐殖型和腐殖-腐泥型，阜新组生油母质属腐殖型。

3.有机质演化特征及生油门限深度

盆地与盆地西侧隆起构造发展史有很大差别，对各凹陷有机质演化有明显影响，现分述如下。

(1) 双辽康法隆起和哲东南隆起区

如图 2-4-10 所示，各凹陷有机质演化反映在以下方面

1) 烃类演化：埋深 780 米以上有机质向烃类转化能力微弱，总烃含量和烃转化率保持低值。在此深度以下，随埋深的增加，干酪根热降解作用逐渐增强，总烃含量和烃转化率迅速增大，总烃含量由 600ppm 增至 2000ppm；烃转化率由 3% 增至 6%；饱和烃含量由 25% 增至 40%。780 米以上正构烷烃奇偶优势明显，OEP 值大于 1.50；主峰碳为 C_{29}；780m 以下主峰碳移至 C_{27}，OEP 值达 1.20，油气开始生成。

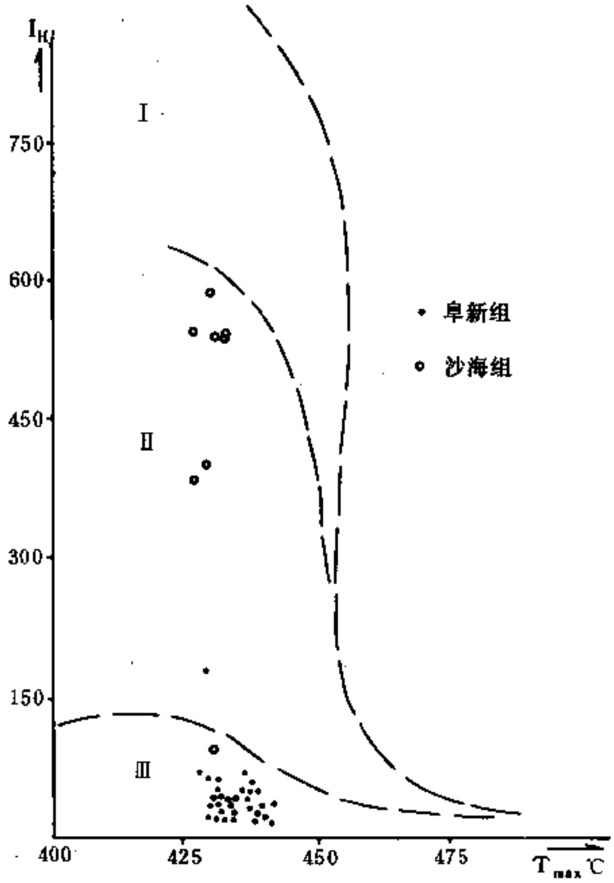


图 2-4-9　辽北地区上侏罗统各组生油岩 I_H—T_{max}℃关系图

2) 生物标志化合物的热演化：随埋藏深度的增加，甾烷、萜烷发生明显变化，甾烷 5α-$C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$由 0.22 逐渐增至 0.30；萜烷 17α21β-$C_{31}\frac{22S}{22S+22R}$由 0.32 增至 0.59；17α21β-$C_{32}\frac{22S}{22S+22R}$由 0.46 增至 0.64。说明随埋深的增加，甾烷、萜烷 R 构型向 S 构型转化。

3) 镜质体反射率演化：由干酪根镜质体反射率样品数据所作的回归曲线方程（$h=-420+2000R_o$）得知，埋深浅于 780 米，反射率一般小于 0.6%；埋深大于 780 米，

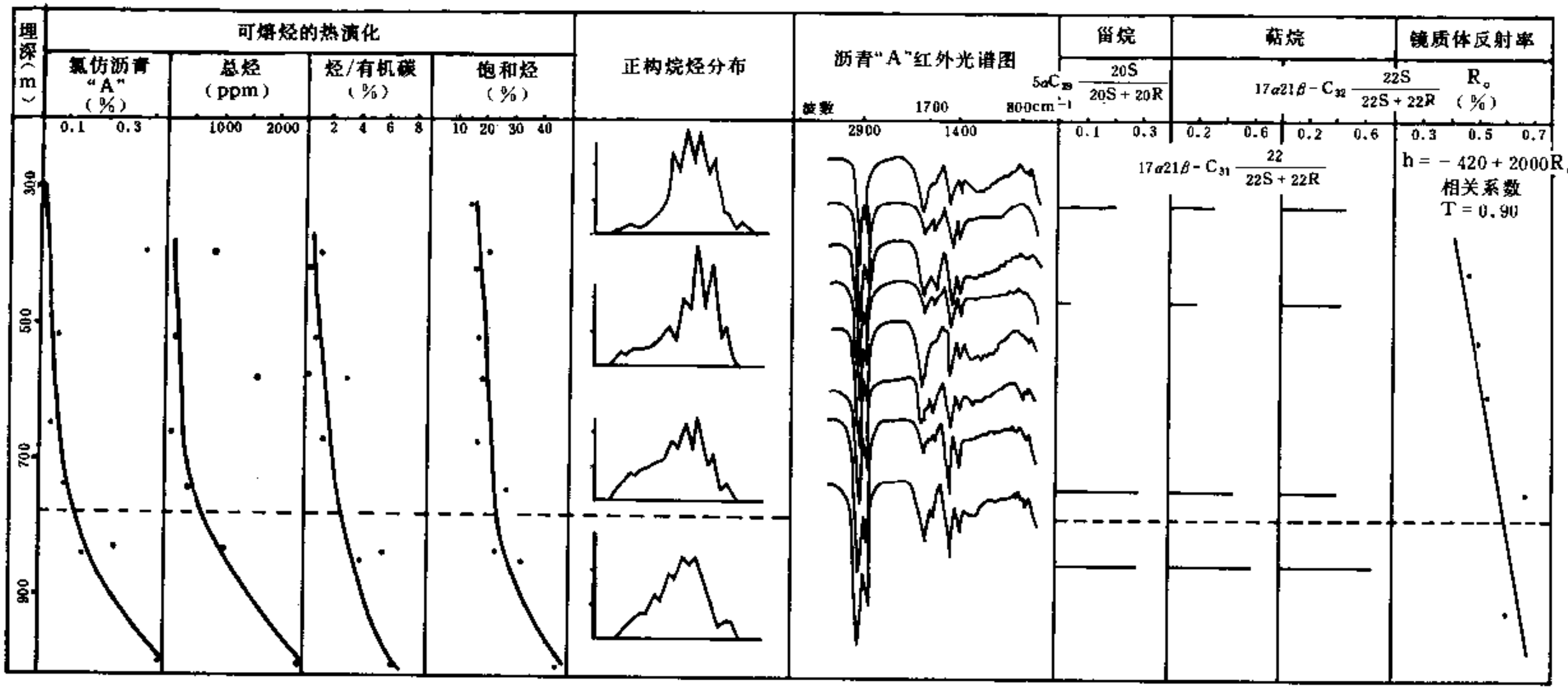


图 2-4-10 辽北地区上侏罗统沙海组热演化剖面图

反射率大于0.6%，随埋深增加，干酪根镜质体反射率逐渐增大。

综合以上资料，本区生油门限深度可确定为780米。

(2) 铁岭—昌图盆地　利用铁法煤田35口井54项煤的挥发份资料和6口井18块样品的镜质体反射率数据，编制了煤挥发份、镜质体反射率与相对埋深关系图（图2-4-11）。由图可知，随着埋深的增加，挥发份逐渐减少，而镜质体反射率则逐渐增加。煤田地质工作者所运用的这一确定煤的变质程度行之有效的方法，也可用来衡量有机质的热演化。

根据表述镜质体反射率（R_o）、挥发份（V^r）与埋深（H）关系的回归方程：$H=-2322+5500R_o$，相关系数$r=0.98$；$H=5907-129V^r$，相关系数$r=0.93$；参照盆地外侧地区生油门限的R_o值，将$R_o=0.6\%$，$V^r=38.5\%$定为盆地的生油门限的特征值，生油门限深度为1000米。利用上式进一步推算出生油岩有机质演化相应的深度为：R_o为0.6%～0.8%，埋深1000～2100米；R_o为0.8%～1.3%，埋深2100～4800米；R_o为>1.3%，埋深>4800米。

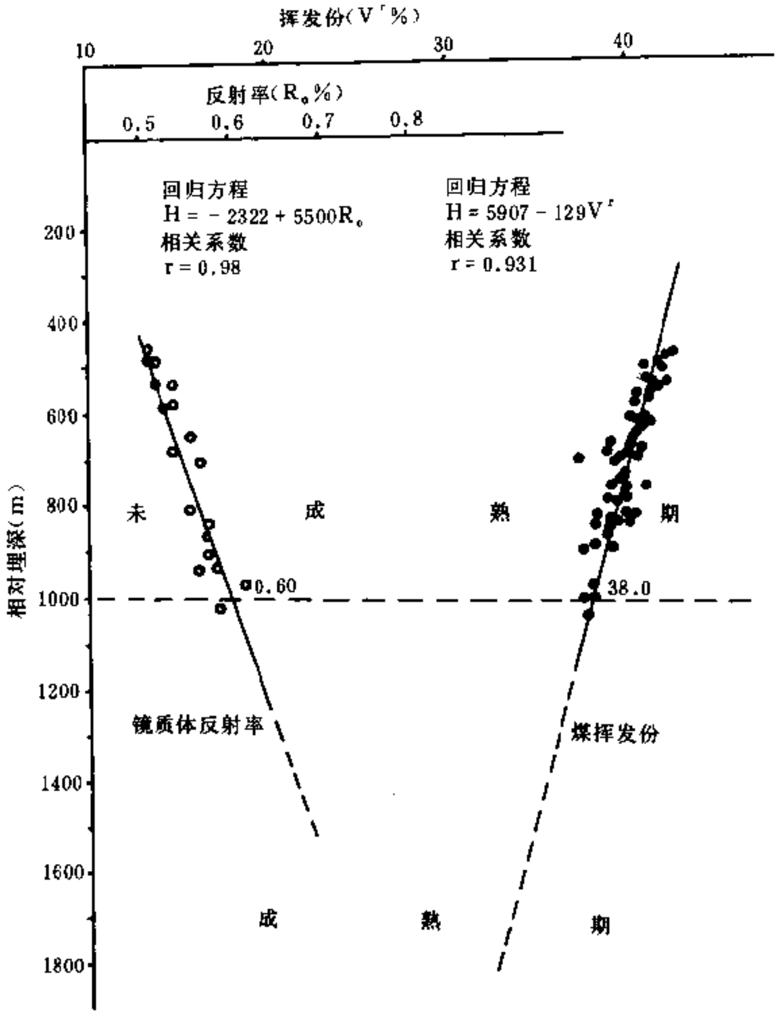


图2-4-11　镜质体反射率、煤挥发分与相对埋深关系曲线

三、生油层埋藏史和生油期

在地质历史时期中，随着各生油层埋藏深度的增加，依次开始生油排烃。沙海组下部生油层在阜新组沉积早中期开始生油；上部生油层在泉头组沉积中期生油。阜新组生油岩在泉头组沉积之后才开始生油。泉头组沉积之后本区抬升受剥，盆地除东部边缘剥蚀较深外，生油岩系大部保存。盆地西侧隆起区抬升幅度很大，只有沙海组生油岩系被保存下来。

第四节　储集层和生储盖组合

一、储集层沉积特征

区内储集层以砂质岩为主。分沙海组和阜新组二套储集层。

1.沙海组储集层

本组岩相序列自下而上为洪、冲积扇相、河、湖、沼泽相、浅—半深湖相、河湖交互相、河流相。岩性由粗到细再到粗，构成了一个完整的相旋回。部分凹陷仅见下部旋回。洪—冲积扇相呈带状分布于凹陷边缘，垂向厚度大、横向变化快，一般不显层理，有时可见洪水层理。向凹陷迅速相变为河、湖、沼泽相、然后逐渐过渡为浅—半深湖相。

储集砂体有河流相带状砂体、三角洲砂体和湖相透镜状砂体（图 2-4-12）。

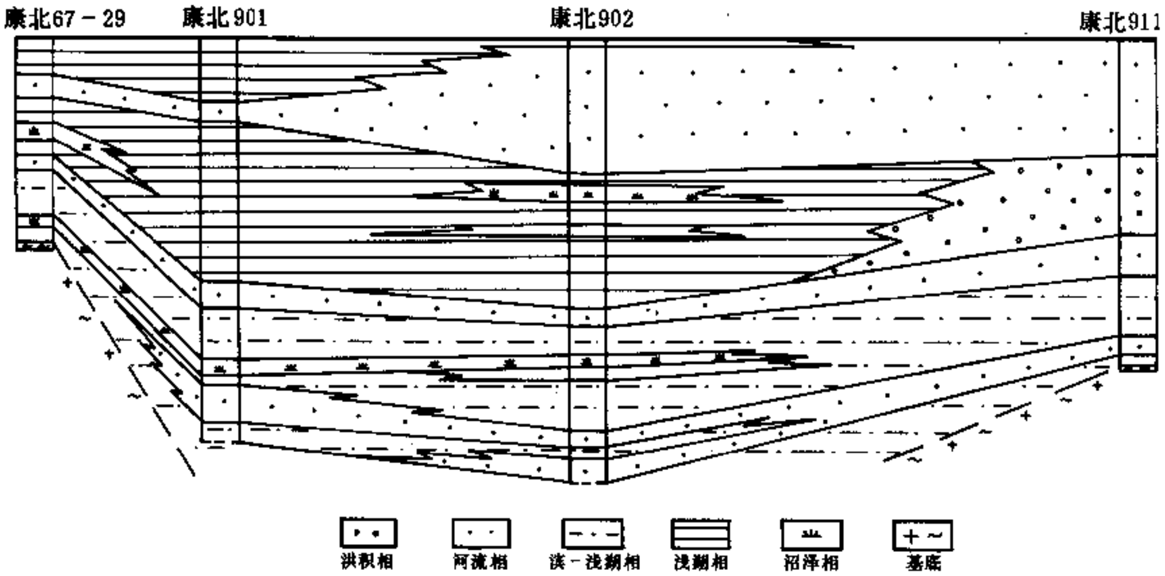


图 2-4-12　三家子—三台子凹陷沙海组岩相横剖面图

储集层岩性为砾岩、砂砾岩和砂岩，主要分布于本组中下部和下部。砾岩一般厚 20～150 米。砾石成分以变质岩为主，火山岩次之。砾径 20～30 厘米，最大 50 厘米。棱角—次棱角状，泥质胶结，部分为碳酸盐胶结。砂质岩厚 30～100 米，单层厚 1.5～8.0 米，单层最大厚度 64.5 米。砂质岩粒径在 0.1～0.5 毫米范围内，以中、细砂岩为主，部分为粗砂岩。圆度多为次棱角状，分选中等。按碎屑成分属岩屑砂岩（不成熟砂岩），其中石英 3.3%，长石 17%，岩屑 58%（以中酸性喷出岩为主），泥质、碳酸盐胶结，胶结类型以孔隙式为主，部分为基底式。

2.阜新组储集层

此组由多套河流相旋回组成（图 2–4–13)。旋回厚度为 10 多米至 30 余米。单一旋回自下而上为砂砾岩、砂岩、粉砂岩、泥岩夹煤层。每个旋回又各具特点。砂质岩粒级变化频繁，多含植物碎片和炭屑，层理构造为小型交错层理、波状层理，层间常见冲刷现象。

储集砂体以河流相条带状或透镜状砂体为主，浅湖相透镜状砂体和洪—冲积扇相楔状砂体分布面积小，仅占次要地位。

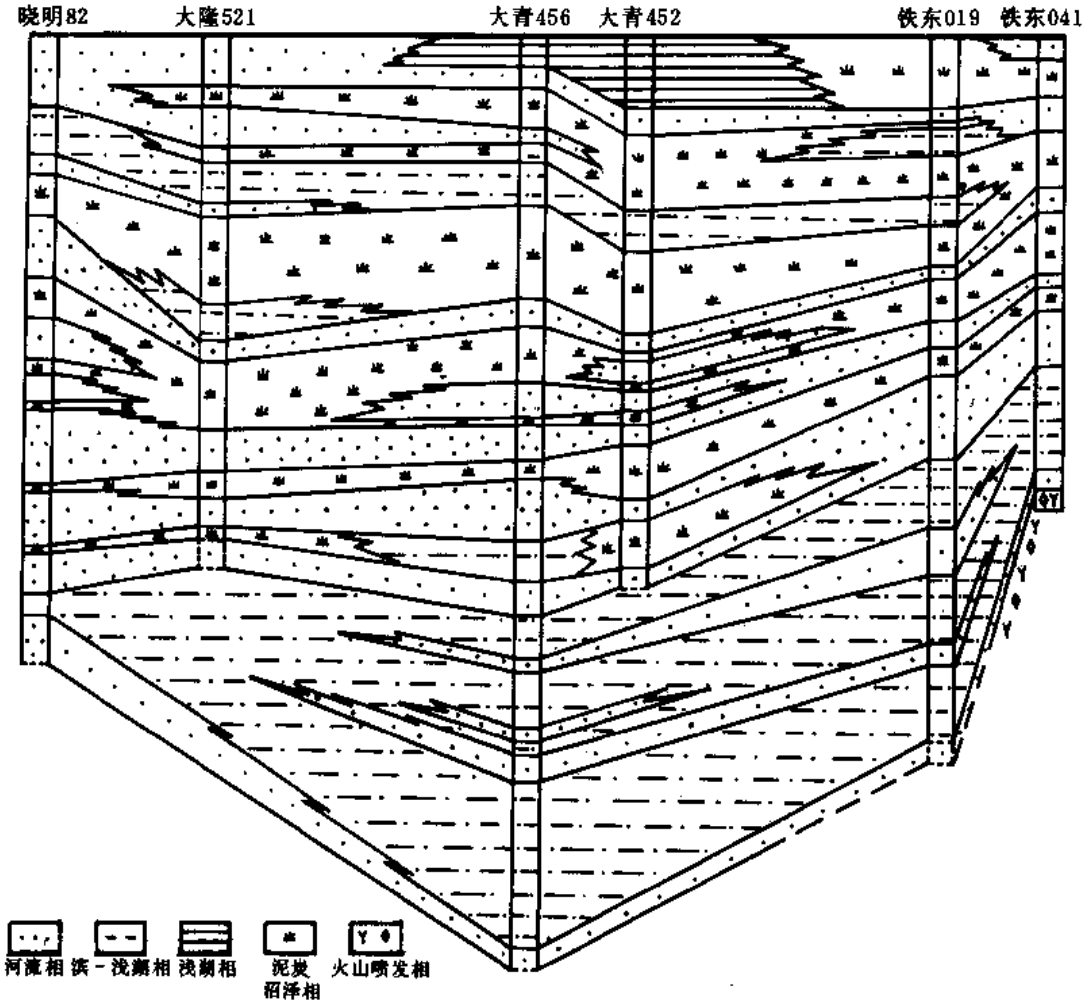


图 2–4–13　铁法凹陷阜新组岩相横剖面图

该组砂质岩发育，厚 50～240 米，占地层总厚的 39%，单层厚 1～6 米，单层最大厚度 55 米。砂质岩粒径在 0.1～0.8 毫米范围内，以细砂岩和中粗砂岩为主。圆度为次棱角至次圆状，分选中等，按碎屑成分属硬砂质长石砂岩和长石砂岩，其中石英 30%～40%，长石 30%～45%，岩屑 5%～15%。胶结物以碳酸盐矿物为主，泥质次之，胶结类型为孔隙式，部分为连晶式。

二、储集层物性特征

据 14 口井 196 块砂岩样品物性常规测定的统计结果表明（图 2–4–14)，沙海组孔隙度

较阜新组为高，孔隙度＞10%的样品中，阜新组占该组的 69.4%，沙海组占该组的 82.6%。而渗透率除阜新组个别样品数据较高外，大部分样品小于 1×10^{-3} 二次方微米，部分样品为 $1\sim10\times10^{-3}$ 二次方微米。概言之，阜新组储集层属大中孔隙、低中渗透；沙海组为大中孔隙、低渗透。

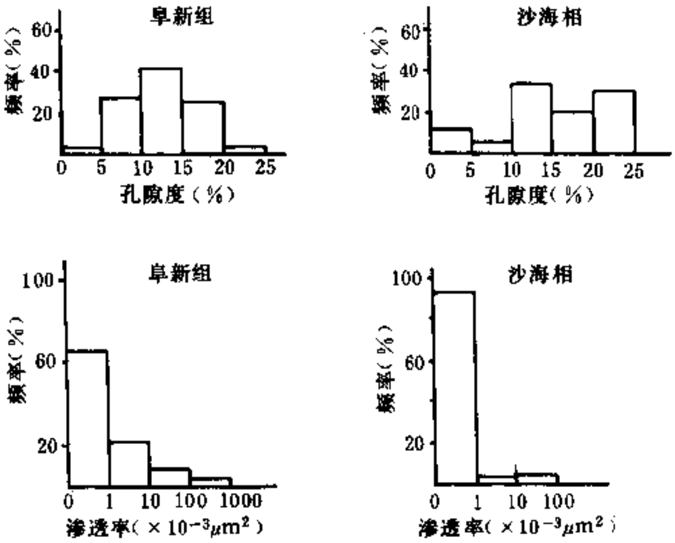


图 2-4-14　辽北地区上侏罗统各组储集层物性直方图

影响凹陷储集层物性变差的因素有二：源区母岩成分和成岩压实作用。如前所述，凹陷内河流相砂岩多半是一些富含柔性颗粒的长石质砂质岩，杂基含量高，容易压实变形堵塞空隙。另外在成岩作用过程中，除机械压实作用以外，伴随着自生矿物组合及其含量的变化，胶结作用逐渐加强，原生孔隙进一步缩小。然而随着埋深的增大，生油岩中有机质脱羧基作用和岩石中粘土矿物转化产生的酸性溶液，又可使碳酸盐胶结物、陆源碎屑长石、岩屑等被溶解，形成次生孔隙，改善储集层物性。大洼—昌图凹陷沉积岩厚度大，产生次生孔隙的可能性将会增加。

三、生、储、盖组合

可分为阜新组组合和沙海组组合。均属于自生自储含油气组合，即属于同一地层单元连续分布、相互过渡的生储盖组合形式。根据生、储、盖组合关系可再分为：

1.透镜式组合

油气储集于泥岩裂隙或泥岩中的砂岩透镜体中。如张强凹陷的 879 孔、828 孔、815 孔；三家子—三台子凹陷的 662 孔、616 孔、689 孔，协尔苏凹陷的 7833 孔所见油气显示，均属这一组合。

2.侧变式组合

沙海组上部生油岩在侧向上常相变为砂岩、砂砾岩，从而构成了有利的生、储、盖组合，如 11—2 孔的油气显示，此一组合一般分布于凹陷的边缘。

3.互层式组合

阜新组气源岩泥岩与储集砂岩呈互层状，应属此类组合。如铁法凹陷的 489 孔、535 孔、92 孔、556 孔、959 孔所见气显示。

第五节 圈 闭

通过区域圈闭条件的粗略分析，对本区已发现和可能存在的圈闭初步叙述如下。

一、背斜圈闭

在铁法凹陷沿江屯盆缘断裂雁行状分布着一组北东向的短轴背斜，形态平缓，南抬北倾，其中大明背斜已见到油气显示。三家子—三台子凹陷的高家窝棚、拉马屯背斜也见到了油气显示。

二、地层圈闭

由构造运动引起的地层不整合和沉积间断在本区颇为常见。众所周知，有基底与上侏罗统、上侏罗统与下白垩统之间的不整合和上侏罗统各组段之间的沉积间断，它们为地层圈闭的形成提供了有利条件。本区地层圈闭有地层超覆和地层不整合遮挡两类，它们往往发育在古隆起的翼部和各凹陷边缘斜坡带。铁法凹陷 07 孔的气显示可能属这一类型。

潜山圈闭在本区也可能存在。康平秀水河子 20、60 孔在义县组火山碎屑岩及其上碎屑岩系中见油气显示，可能属这种类型。

三、岩性圈闭

如前所述，盆地和凹陷内岩性、岩相纵向上和横向上变化频繁，因此岩性圈闭有可能在各种圈闭中占有重要位置，如储集岩沿上倾方向尖灭，物性变差，或透镜状砂岩为不渗透泥岩所包围等。张强凹陷部分钻孔中所见的油气显示可能属这种类型。

第六节 油 气 显 示

区内油气显示主要见于找煤钻孔中，地面尚未见到。初步统计共有 45 口浅孔见油气显示，其中 11 口为油显示，34 口为气显示（表 2-4-4、2-4-5）。见油显示浅孔主要分布在双辽—康法隆起和哲东南隆起上的三家子—三台子凹陷和协尔苏、张强凹陷，显示深度在井深 330 米以下，层位为沙海组，岩性为泥质页岩、油页岩、粉细砂岩和砾岩，油显示单层厚 1～6 米，最大单层厚度 33.76 米（11-2 孔）。含油产状多为含油，部分为油浸。

本区气显示为甲烷气和氮气两种气体。见甲烷气显示的浅孔有 24 口，见于盆地的铁法凹陷，显示深度 155～547 米，层位为阜新组、泉头组，岩性为砂岩、砂砾岩和粉砂岩。甲烷含量 54.11%～95%，平均 81.17%，甲烷含量随埋深逐渐增高。见氮气显示的浅孔有 10 口，分布在张强凹陷，显示层位沙海组，深度 331～940.5 米，岩性为砂砾岩，氮气含量 75.36%～90.09%，随埋深加大逐渐减少。

第七节 凹陷评价及勘探方向

通过盆地对比并采用氯仿沥青“A”法估算了辽北地区各凹陷的生油量。计算结果表明，该区石油资源量略低于开鲁盆地的陆家堡凹陷。

针对该区各凹陷煤系地层发育的特点，对煤成气的生气量也进行了估算，估算结果表明，总生气量（包括煤层和分散有机质）大于阜新—义县盆地。

表 2-4-4　辽北地区气显示一览表

凹陷名称	井号	层位	含气井段(m)	岩性	气成分及含量(%)		
					CH_4	CO_2	N_2
铁	535	k_1q	155.91～200	砂砾岩、粉砂岩互层	66.39	0.34	39.27
	07		449.20		54.11	0.52	44.37
	013	J_3f	293.62	砂砾岩	73.80	0.23	25.97
	959				79.42	0.10	20.48
	92		282.61～534.51	砂　岩	88.57	0.16	11.27
	489	J_3f	413～547.89	粗砂岩	93.89	0.26	5.28
法	044	J_3f	439	粗砂岩	95.00	0.46	4.59
	495	J_3f	502.91	砂　岩	93.39	0.15	6.46
	556	J_3f	522.28		85.92	0.30	13.78
张	871	J_3sh	331		2.55	7.36	90.09
	水 1		471.53		4.71	8.98	85.51
强	873		473.41	砂砾岩	1.65	11.78	86.32
	874		940.54		3.06	7.04	75.36

表 2-4-5　辽北地区油显示一览表

凹陷名称	井位	层位	含油井段(m)	层数	岩性	含油产状	厚度(m)
三家子—三台子	689	J_3sh	323.0～329.0	1	页岩	含油	6.00
	662		482.03～507.73	5	页岩	含油	17.18
	665		484.12～490.92	2	油页岩		6.33
	684		516.11～525.51	1	粉砂岩	含油	9.40
协尔苏	11-2	J_3sh	724.6～779.30	2	砾岩	油浸含油	49.41
	7833		811.74～904.63	4	泥岩	沥青	17.03
张	616	J_3sh	542.83～571.88	5	页岩砂岩	含油	19.85
	828		717～731		泥灰岩	裂隙含油	
	815		758.2～758.6	1	泥灰岩		0.4①
强	879		930	1	泥岩	裂隙含油	②
	886		934.54～935.72	1	泥岩		1.18

①沥青“A”0.096%、总烃 419ppm。

②沥青“A”1.1795%。

一、凹陷评价

1.大洼—昌图凹陷

它是铁岭—昌图盆地中最大的一个呈南北向展布的带状凹陷。阜新组为孙家湾组覆盖，保存较全，厚400米，有较好的储集砂体。阜新组生油岩厚120米，有机质类型以腐殖型为主，是煤成气最好的气源岩。下伏沙海组目前尚未揭露，据物探资料推定，厚度在700米以上。据区域石油地质条件分析，可能是较好的生油岩，且埋深已在生油门限深度以下，属有效生油岩。良好的生、储、盖条件和已发现的断块、断鼻等构造圈闭和其他圈闭类型的有机结合，表明凹陷的石油地质条件是十分有利的。油气资源预测该凹陷的生油量是全区生油量的56.6%；生气量是全区生气量的45.7%，生油、生气量均居各凹陷之首，因此，本凹陷应列为今后重点找油、找气的有利地区之一。

2.铁法凹陷

为铁岭—昌图盆地中较大的一个凹陷。凹陷内阜新组为煤系地层，厚达1200米，是煤成气的最好源岩。阜新组储集岩较为发育，具有背斜、断层、岩性和地层等多种圈闭，目前已在一些局部构造如黑鱼汀构造和大明背斜见到气显示，展示了寻找煤成气的广阔前景，应列入今后找气的有利地区之一。

3.三家子—三台子凹陷

是双辽康法隆起上的一个凹陷，凹陷主要生油岩系为沙海组，厚度为400～600米，生油岩厚96米。推测生油岩有机质丰度、类型可能与协尔苏凹陷相似，属好的生油岩，但因埋藏浅，成熟生油岩体积有限。凹陷南部埋深600米以下的沙海组油页岩、粉砂岩中曾见到油显示，因此估计可以找到砂岩油藏和一定数量的煤成气。

4.协尔苏凹陷

位于三家子—三台子凹陷的西北，凹陷主要的生油岩系为沙海组。生油岩母质类型好，有较高的生油能力，但埋藏浅，厚度薄，成熟生油岩体积有限。这里阜新组全部遭受剥蚀，仅存沙海组。在找煤勘探时曾在砂岩、砾岩中见到油显示，可望找到一定数量的砂岩油气藏。

5.苏根艾凹陷

位于协尔苏凹陷以西，面积仅175平方公里，基底埋深5.15公里，是一小而深的凹陷。推测白垩系厚3700米，侏罗系厚1450米。估计生油岩有机质丰度和类型与协尔苏凹陷相近，但保存条件优越，详细情况有待进一步了解。

6.巴雅斯古楞凹陷

位于该区西北部，面积416平方公里。基底埋深6.49公里。推测白垩系厚4000米，侏罗系厚2490米。如果属实，上侏罗统生油岩将得到保存，且全部处于液态烃演化阶段，有较强的生油能力。另外，地层保存完整，上侏罗统自成一套生储盖组合。因此，有一定的含油气远景。

7.张强凹陷

位于该区西南，钻孔揭示上侏罗统沙海组是凹陷的主要生油岩系。地层厚600～800米。生油岩厚184米。本组生油岩有机质丰度高（有机碳平均含量为2.47%；烃平均含量为373ppm），生油母质类型好（$Ⅱ_A$—$Ⅱ_B$）。只是阜新组遭受剥蚀，保存条件不如铁法、大洼—昌图凹陷。但在钻孔中于沙海组泥岩、泥灰岩中常见油显示，并有大量氮气喷出，因此在凹陷中有可能找到泥岩裂缝油藏和砂岩储层中非烃类成因的氮气藏。应列为重点找油找气

的有利地区之一。

8.双庙凹陷和金沟子凹陷

为铁岭—昌图盆地东北缘的二个小凹陷，估算油气资源量有限。

二、勘探方向

大洼—昌图凹陷含油气远景最好，可优先勘探。苏根艾、巴雅斯古楞、张强等凹陷●可作为第二批勘探的地区。

从找气角度来看，铁法凹陷、大洼—昌图凹陷含气远景最好。张强和三家子—三台子凹陷面积虽小，但气层埋藏浅，也具有一定的勘探远景。

深入研究小凹陷群的形成机制、分布特点，寻找面积较大的复式凹陷和其中的深凹陷，应该是今后勘探工作中的一个主要课题。

●最近重磁资料解释指出：张强凹陷和巴雅斯古楞凹陷相连，是一个统一的凹陷，面积1100平方公里，基底埋深2000～2700米。

第五章　彰武—黑山盆地

彰武—黑山盆地位于辽宁省中部平原区，西邻医巫闾山，东界秀水河，往南延入辽河平原，往北伸入内蒙古自治区哲里木盟。盆地范围包括彰武、黑山、新民、阜新等县，区内为一片广阔的冲积平原，仅北部章古台一带为沙丘侵占。盆地总体作北北东向展布，它是一个叠置于中朝地台内蒙地轴之上的晚侏罗世—早白垩世的沉积盆地，面积6180平方公里，其中沉积岩分布面积为3880平方公里，沉积岩厚度4100米。

盆地为第四系大面积覆盖，除八道壕、谢林台、雷家等地随着煤田勘探和其他矿种找矿工作，对煤系地层稍有了解外，其他地区基本上未作研究。1984年，辽河石油勘探局开始对盆地进行地震概查，完成数字地震24次覆盖测线131.1公里，由于地质条件比较复杂，取得的反射资料不大理想。

第一节　地层和沉积相

一、地层

盆地地层基本上与阜新—义县盆地相同，自下而上为晚侏罗世的义县组、沙海组、阜新组和早白垩世的孙家湾组。

义县组　下部为粗、细砂岩夹粉砂岩和砂质页岩、黑色页岩，含狼鳍鱼碎片和孢粉化石，区内广布，厚度不等，不整合于前寒武系之上。上部为中基性、酸性火山岩。厚度不详。

沙海组　下部为火山质砾岩，上部为沼泽相、湖相沉积，由下而上含薄煤层或煤线、油页岩和泥灰岩。富含叶肢介、螺、狼鳍鱼等动物化石，与上覆阜新组呈整合接触，厚度为1210米。

阜新组　下段以灰色、灰白色砂砾岩为主夹薄层砾岩、砂岩、泥岩。中段以黑色、灰色细砂岩、泥岩为主，间夹砂砾岩透镜体，含可采煤层。上段以灰绿色厚层状砾岩为主，夹薄层砂岩及泥岩。地面未有出露。厚1600米左右。

孙家湾组　为厚层红色类磨拉石建造，厚约千米。下部为紫红色火山质砾岩和泥岩，上部为紫色细碎屑岩。零星分布于八道壕、野马套海等地。见有少量的叶肢介、介形虫和裸子植物花粉化石。

另外盆地东缘秀水河子一带有小面积中侏罗统海房沟组出露。海房沟组由下而上为下砾岩段、中含煤段和上砾岩段，总厚为1200米，不整合覆于前寒武系之上。地层分布情况见图2–5–1。

二、沉积相

根据岩性组合和岩性系列分析，沙海组沉积具有冲积—洪积相、沼泽—河流相、湖相相序。阜新组沉积主要为沼泽—河流相，湖相不发育。孙家湾组沉积为红色冲积—洪积相。

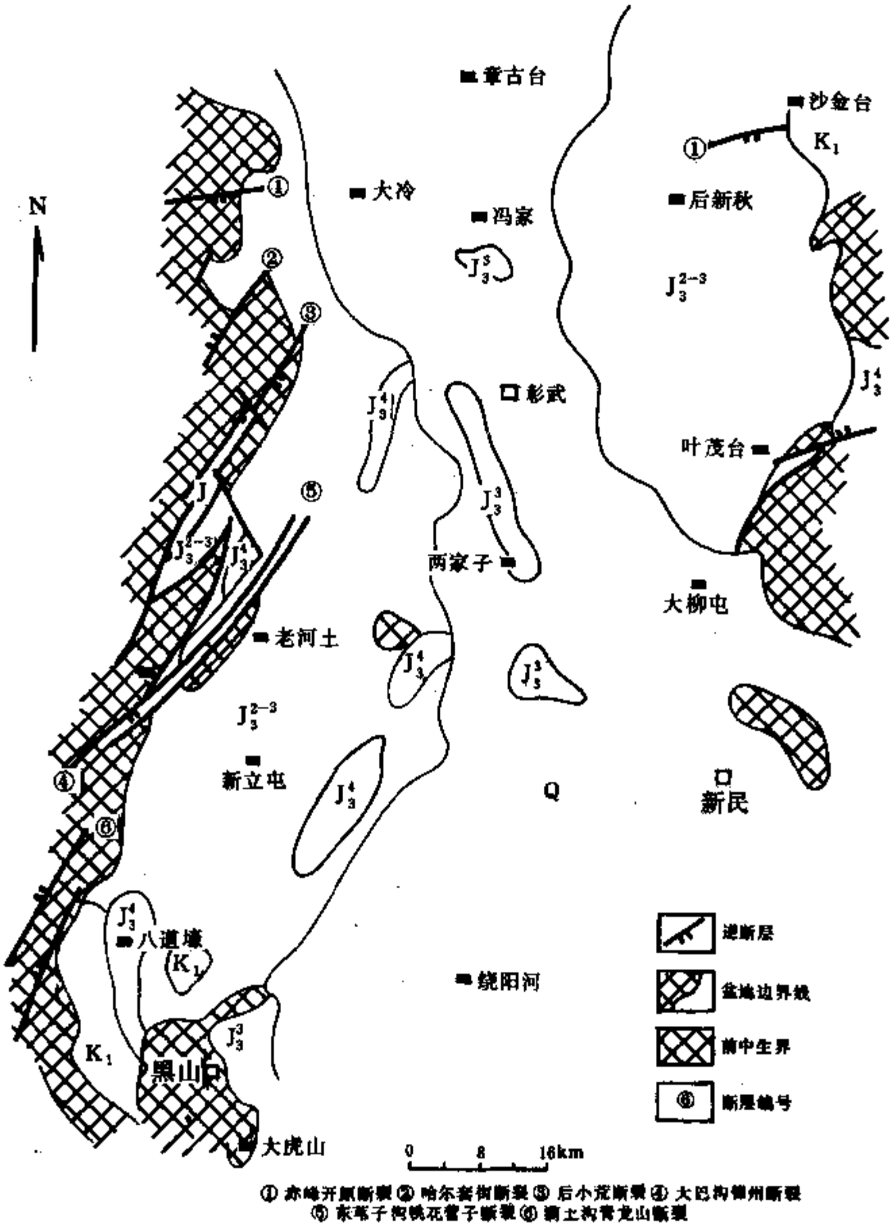


图 2-5-1 彰武—黑山盆地地质略图

第二节 构造特征及其发展史

盆地的基底为前寒武系。周边老山前寒武系褶皱的走向为北 15°～35°东，地层倾角 50°～70°。盆内有零星出露，其展布呈北北东向，因此可以推断盆地基底构造方向应为北北东向。少量地震反射资料反映基底埋藏不深。目前已知盆地东、西边缘义县组火山岩大片分布，盆地中部和南部的浅孔中也时有发现，说明基底埋藏较浅，只有在煤系地层赋存的北北东向断槽内基底埋藏较深。

从盖层构造看，上侏罗统—下白垩统褶皱平缓，倾角一般为10°～20°，在断槽边缘由于受断层影响，倾角较陡。根据谢林台、雷家的钻孔和物探资料，煤系地层的背、向斜构造和主要断裂都呈北北东方向展布，另有一组北西西向断裂与之相切，断槽呈雁行式排列于义县组火山岩之上。

彰武—黑山盆地是在前寒武系基底隆起的基础上发育起来的一个沉积盆地。燕山运动初期在盆地东部形成了二个中侏罗世小型盆地，至燕山运动中期才开始大面积裂陷。初期有火山岩的强烈喷发，其分布遍及全区。以后在北北东方向基底构造的控制下，形成了一组北北东向的断槽群，并沉积了晚侏罗世煤系地层。接着燕山运动再次发生，煤系褶皱并为北北东向、北西西向两组断裂切割，下白垩统孙家湾组不整合覆于煤系及其他老地层之上。早白垩世晚期或其以后盆地再次抬升，孙家湾组在盆内断续分布，而煤系只是在负向构造中才有保存。

从地质图上看，盆地边部与老山的关系为沉积接触，但很可能隐伏有盆缘断裂，这可从晚侏罗世火山岩带的广泛分布得到启示。另外，盆地西侧老山的北北东向和北西西向断裂与盆内断裂组合是一致的，甚至老山区的断裂直接延入盆地之中，盆地西缘边界呈锯齿状，均可说明彰武—黑山盆地是在早期基底断裂基础上发育起来的裂陷盆地。

第三节　盆地初步评价

法库秀水河子区20号孔义县组火山碎屑岩，60号孔在336.5～504.85米井段阜新组的中粗砂岩和岩脉裂隙中多处见油侵砂岩和沥青。沙海组上部泥岩段为生油层，属浅湖—半深水湖相，暗色泥岩厚300～700米，生油母质类型为混合型，有机碳含量2.46%，烃含量大于300ppm。虽然基底埋藏较浅，煤系赋存面积不大，分布零星，作为生、储岩系规模较小，但上有孙家湾组和第四系覆盖，保存条件较好。最近在辽河坳陷西部凹陷东北端的西侧宋家凹陷发现上侏罗统，这表明彰武—黑山盆地已南延于西部凸起之下。宋家洼陷已获工业油流，说明盆地有一定的生油能力，有一定的含油气远景。彰武—黑山盆地早期裂陷作用形成了广阔的火山岩盆地，晚期裂陷作用则形成一系列北东～北北东向的凹陷群，后者叠置于前者之上。因此，积极而又稳妥地寻找其中的深凹陷是目前勘探的主要目标。

第六章　朝阳—北票盆地

朝阳—北票盆地位于辽宁省西部朝阳县和北票市境内，北邻内蒙古自治区。地处努鲁儿虎山南麓的山前丘陵地带，海拔200米左右，松岭山脉横亘其南，地形上为一带状的山间谷地，盆地内河流皆作北西—南东流向，向南注入大凌河及其支流。盆地走向北东，长110公里，宽11～24公里，面积1950平方公里，其中沉积岩分布面积1320平方公里，沉积岩厚度达4800米。

在构造位置上，盆地位于燕山断褶带的西北，北以龙潭断裂和内蒙地轴相接，为东北地区一个比较典型的早、中侏罗世含煤盆地。根据盆地内各区地质发展特征的差异和后期断裂的分割改造，可以分为四个次一级的构造单元，即：北票凹陷、朝阳凹陷、金沟凹陷和黑城子凹陷，其中北票凹陷是辽宁省主要产煤地之一。在三宝、冠山、台吉等矿区钻孔中曾见到油气显示。

北票煤田已有近百年的开采历史，矿产勘探就是从煤田调查开始的。从1926年到1945年，开展了地层、构造、火成岩和煤质等方面的零星研究。建国以后，开始了大规模系统的矿区勘探和区域地质测量，并相应开展了不同学科的科研工作，目前煤田各矿区均已建成投产，正在向矿区深部和外围展开勘探和找煤工作。已完成20万分之一区域地质测量，和20万分之一重力测量。1983年辽河石油勘探局组队对盆地石油地质作了全面调查，提出了盆地油气资源的初步评价。

第一节　地层和沉积相

一、地层

朝阳—北票盆地地层以中、下侏罗统为主，其次为上侏罗统，地层总厚达7959米。

下侏罗统包括坤头波罗组、兴隆沟组、北票组；中侏罗统包括海房沟组、蓝旗组、土城子组；上侏罗统包括义县组、九佛堂组、阜新组；下白垩统有孙家湾组。

坤头波罗组　仅见于台吉矿南坤头波罗。下部硅质胶结角砾岩、砾岩；中部凝灰岩、砂岩；上部粗砾岩，与上覆地层兴隆沟组关系不明。与下伏蓟县系雾迷山组呈不整合接触。含 *Cladophlebis Kaoiana* Sze 高氏枝脉蕨，*Glossophyllum* sp. 舌叶（未定种），*Pityophyllum* sp. 松型叶（未定种）等。厚度大于120米。

兴隆沟组　出露于北票兴隆沟至三宝一带。也见于朝阳边杖子。由玄武岩、安山岩及其集块岩、凝灰岩和同质砾岩组成，偶夹凝灰质砂岩，厚为181～637米，顶部砂页岩中含 *Neocalamites* sp. 新芦木（未定种），*Equisetum* sp. 木贼（未定种），*Cladophlebis* spp. 枝脉蕨（未定种）等植物化石。

北票组　分布于盆地南侧各矿区。朝阳朱杖子、北票黑城子有零星出露。可分2个含煤段，下煤段为盆地主要含煤段，厚度250～300米。岩性以砂质页岩、页岩为主，夹少量凝灰岩、凝灰质砂岩，含煤13层，底部为火山质砾岩。东马路以东，底部有0～10米的黑色铝土页岩。上煤段下部为砂砾岩、粉砂岩和泥岩，含煤4组，中部为粉砂岩、泥岩；上部为

粉砂岩、砂砾岩互层。砾岩以中一细砾岩为主，砾石成分为石英岩、片麻岩、火山岩，沉积岩砾石较少，厚度大于 700 米，由于后期剥蚀，各地厚度变化很大，兴隆沟、三宝等地已遭剥蚀无几。本组产介形虫、瓣鳃类、昆虫、硬鳞鱼等动物化石。植物化石丰富，有：*Neocalamites carrerei* (Zeiller) Halle 卡勒莱新芦木，*N. hoerensis*(Schimper) Halle 霍尔新芦木，*Equisetum* sp. 木贼（未定种），*Todites williamsoni* (Brongn.) Seward 威廉姆逊似托第蕨，*Cladophlebis asiatica* Chow et Yeh 亚洲枝脉蕨，*Diclyophyllum nathorsti* Zeiller 那托斯特网叶蕨，*Coniopteris hymenophylloides* Brongn. 膜蕨型锥叶蕨（少见）等。

海房沟组　以黄色粗、中砾岩为主，夹薄层凝灰质页岩，局部有薄煤层，砾岩砾石成分为石英岩、片麻岩，上部火山岩砾石增多。厚度大于 359.5 米。不整合覆于北票组、兴隆沟组和蓟县系之上。沉积夹层中含植物化石甚多，*Coniopteris* 锥叶蕨属繁盛，*Neocalamites* 新芦木属稀少，*Clathropteris* 枝脉蕨属和 *Dictyophyllum* 网叶蕨属消失。动物化石有：*Ferganoconcha sibirica* Chernyshev 西伯利亚费尔干蚌，*Euestheria ziliujingensis* Chen 自流井真叶肢介，*E. haifanggouensis* Chen 海房沟真叶肢介，*Mesoneta peipiaoensis* 北票中珠蜉等。

蓝旗组　中基性火山岩及其碎屑岩夹凝灰质砂岩、页岩，有时夹煤层，下部为中酸性火山碎屑岩，中部为中基性熔岩，上部为火山碎屑岩及碎屑岩，含硅化木，植物化石有 *Hausmannia* sp. 豪士曼蕨（未定种），*Pterophyllum* sp. 侧羽叶（未定种），*Cladophlebis* sp. 枝脉蕨（未定种），*Coniopteris* cf. *hymenophylloides* Brongn.、类膜蕨型锥叶蕨，*Czekanowskia* sp.茨康诺斯基叶（未定种），*Equisetum* sp. 木贼属（未定种）。动物化石有 *Ferganoconcha* sp. 费尔干蚌（未定种），*Nestoria* ? *Kweichowensis* (Novojilov) 归州尼斯脱叶肢介?，*Pseudograpta* aff. *murchisoniae* (Jones) 莫氏假雕饰叶肢介（亲近种）和昆虫等。与下伏海房沟组呈整合接触。厚度为 882～3000 米。

土城子组　广布于盆地西北蒙古营子、土城子、哈尔脑等地区，朝阳李杖子有零星分布。下段为紫灰、灰绿色凝灰质粗中砾岩、砂岩和页岩；中段为灰紫色中细砾岩夹薄层砂岩；上部为紫灰色薄层中细砂岩夹少量中砾岩。本组砾岩从下向上砾石直径逐渐变小，凝灰质含量减少，砾石成分由以火山岩为主变为以花岗岩为主。在海风庄头营子发现恐龙足印化石 *Jeholosauripus s–satoi* 佐滕热河龙。与下伏蓝旗组整合接触，其上为义县组不整合覆盖，总厚 1453 米。

上侏罗统的义县组、九佛堂组、阜新组和下白垩统的孙家湾组由于分布零星，研究不详，描述从略。

二、沉积相

根据岩石的组合、相标志和古生物特征，对盆地内各组沉积相可作粗略划分。

坤头波罗组　主要为洪积相和冲积相，间有沼泽相。

兴隆沟组　有二个火山喷发旋回，均以火山锥前扇砾岩结束。

北票组　下煤段属冲积相—泥炭沼泽相及三角洲相—滨湖相；上煤段属冲积相、冲积相与湖相、泥炭沼泽的交互—半浅湖相。

海房沟组　冲积相—洪积相、夹湖相，近上部为近火山喷发相。

蓝旗组　为一个火山喷发旋回。

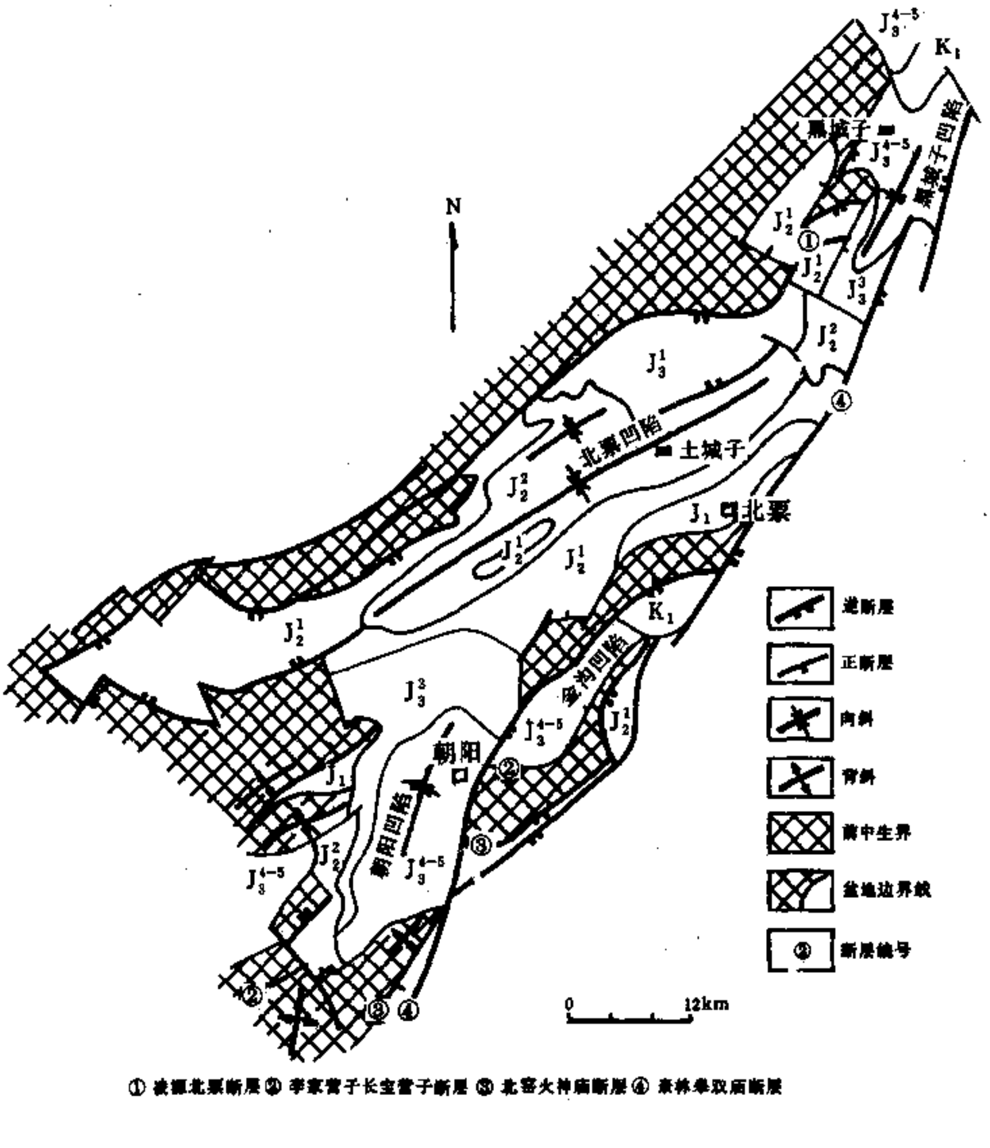
土城子组　干旱气候条件下的洪积和冲积相，夹有风成相。

义县组—孙家湾组　为另一完整的火山喷发沉积旋回。

从以上相序可以看出，盆地经历了三个火山喷发旋回，在第一个旋回（兴隆沟组—北票组）正常沉积阶段，出现了冲积相和湖相的纵向交替和半浅湖相，为有利于油气生成的生储盖组合的形成创造了条件。

第二节　构造特征及发展史

朝阳—北票盆地4个次一级构造单元中，以北票凹陷最大，面积1148平方公里，约占总面积的60%（图2-6-1）。



① 凌源北票断层 ② 李家营子长宝营子断层 ③ 北窑火神庙断层 ④ 东林单双庙断层

图 2-6-1　朝阳—北票盆地构造纲要图

1.基底结构

根据盆缘断裂和周边老地层的走向，可以推测北票凹陷的基底构造为北东走向，粗略的电法基岩构造图也表明，基岩顶面为呈北东走向的波状起伏。据钻孔资料，塔营子断裂、龙

潭断裂之间基岩埋藏较浅，北票塔营子2号孔、扎兰营子12号孔分别在442米、586米以下见太古界花岗片麻岩基底，基底埋深在凹陷中部深达3300米，与盖层构造土城子向斜位置大致吻合。基底岩性各地不一，凹陷北部为太古界建平群花岗片麻岩，凹陷中、南部可能以中、上元古界长城系、蓟县系碳酸盐岩为主，缺失古生界。盆地西南的朝阳凹陷和金沟凹陷深部则可能有零星的石炭—二叠系、寒武—奥陶系和上元古界。

2.盖层构造

盖层构造有单斜和背（向）斜两类。

台吉单斜　位于尖山子断裂的东南侧，北票三宝—冠山—兴隆沟一带，于中、上元古界不整合面上，侏罗系下统的坤头波罗组、兴隆沟组、北票组和中统的海房沟组依次叠置向北西向倾斜，走向北40°～60°东，倾角25°～70°不等，北以尖山子断层与蓝旗组接触。

背（向）斜构造比较发育，从东南到西北有西房身背斜、土城子向斜、矫麻子沟背斜，大馒头沟沟门向斜等，它们是一组北东向近于平行的构造，平缓而开阔，由侏罗系中统组成，其中最重要的是土城子向斜。土城子向斜位于尖山子断层以北，北起北票莱阳营子，南至哈尔脑，呈一平缓开阔的向斜，轴向北50°～70°东，长50公里，宽5～8公里，纵贯整个北票凹陷，东南翼较陡，倾角30°～50°，西北翼较缓，倾角16°～30°，向斜轴部地层为土城子组三段，深部有无北票组待查。见图2–6–2。

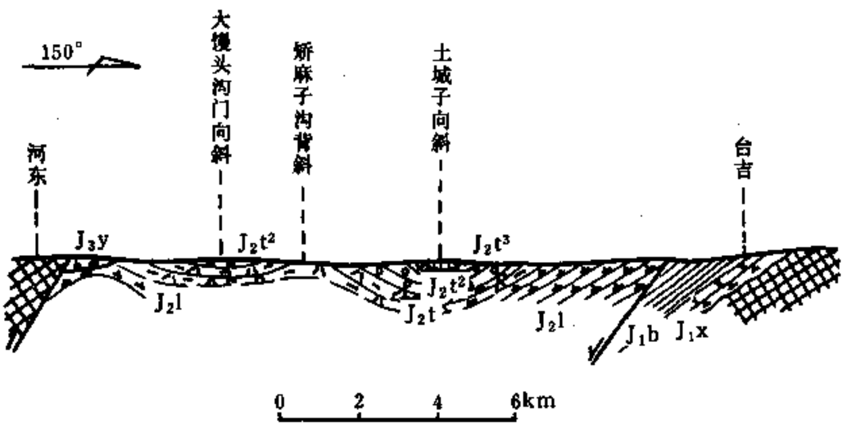


图2–6–2　北票河东—台吉构造横剖面图

3.断裂

盆地内的断裂主要为一组北东向的以逆断层为主要特征的断裂。重要的有四条:

龙潭断裂　位于盆地西北部，是盆地的边界断层，也是宣化—承德大断裂的组成部分，走向北50°东，倾向北西，在西官营子附近倾角为65°，沿断裂带中、上元古界长城系逆冲于中、上侏罗统蓝旗组、义县组之上，义县组安山岩的片理带宽达数十米，甚至第三系北票红土层也被错断，说明该断裂在喜马拉雅山期仍在活动。

塔营子断裂　东北起北票大巴沟，经塔营子至西牌楼沟，地表延展15公里，西南隐伏于地下。其东南侧为土城子向斜。

尖山子断裂　位于台吉西部尖山子附近，走向北60°东，倾向北西，倾角40°，延展约15公里。在尖山子次火山岩体（蓝旗期）东面不远，有二大块蓟县系雾迷山组白云质石灰岩"平缓地"盖在海房沟组之上，前人曾认为是"飞来峰"，即推覆构造，有人则认为是高角度逆断层。另外，在次火山岩体中有不少白云质石灰岩捕虏体，且附近北票组产状骤然陡立，因此，也有人认为不存在断层。孰是孰非，有待研究。

南天门断裂　位于盆地的东南侧，北起狮子沟，经三宝、南天门至他拉皋一线，全长大于55公里，走向北45°～75°东，倾向北西，倾角33°～60°。在南天门附近走向为北75°东，长城系、蓟县系及下侏罗统北票组分别逆冲于中侏罗统土城子组之上。在断裂带附近，雾迷山组白云质石灰岩和土城子组砾岩岩层陡立、牵引褶曲十分发育，压扁（碎）的花岗质砾石的定向排列和断层泥等构造现象均表明南天门断裂的逆冲性质，从受断裂扰动的地层来看，断裂发生的时期为晚白垩世，该断裂的东南为羊山—金岭寺盆地。

矿区的断裂有北东向和北西向两组，以北西向断裂为主。

4.构造发育史

在辽西各期构造旋回中，除地台基底褶皱外，印支运动是一次重要的构造运动，受其影响，前中生界和三叠系强烈褶皱并伴随有岩浆侵人。早、中侏罗世盆地就是在其形成的负向构造上断陷而成的，朝阳—北票盆地就是其中的一个。

盆地北缘的龙潭断裂为内蒙地轴南侧的轴缘断裂，被认为是长期活动的深断裂。盆地南侧的南天门断裂带，从兴隆沟组火山岩的喷发表明，早侏罗世就有活动。燕山构造旋回对盆地的构造发展有重要影响。盆地形成早期有山麓堆积和火山喷发，旋即在较稳定的构造环境下，由持续沉降到非补偿性沉降，在北票组含煤岩系的上部出现了较厚的湖相泥岩，从而构成了较好的生储岩系。其沉积范围在北票兴隆沟—三宝一线，往北可能延至土城子一带。之后受燕山运动早期的影响，全区抬起并受剥蚀，中侏罗统海房沟组砾岩呈不整合覆盖于北票组和兴隆沟组之上。继之有中基—中酸性火山岩的喷发和次火山岩的侵入。气候渐变为干旱，沉积了红色砂砾岩。燕山运动中期（J_2与J_3间），中侏罗统被褶皱，出现了土城子向斜，分布零星的义县组不整合于其上，九佛堂组和阜新组只见于朝阳凹陷和黑城子凹陷，这表明北票凹陷随着中侏罗统褶皱早已先于其它凹陷萎缩封闭。

晚白垩世时，受燕山运动的影响，南天门断裂重新活动，不仅中、上元古界逆冲于土城子组、义县组和孙家湾组之上，而且下侏罗统北票组也随之被抬起，倾角变陡，与此同时，龙潭断裂也再次活动，太古界和中、上元古界也向盆内上冲。

由此可以看出，朝阳—北票盆地构造发展历史复杂，经历了三次构造运动和火山喷发活动，各凹陷发育历史也有差异。作为朝阳—北票盆地主体的北票凹陷实际上是一个早衰的凹陷，下侏罗统厚度不到2000米。早侏罗世末盆地抬升，受到较大的剥蚀，中侏罗世时，除火山喷发外，主要充填了红色建造，燕山中期构造运动，结束了凹陷短促的历史。盆地西南的朝阳凹陷主要为晚侏罗世发育起来的凹陷，早、中侏罗世时凹陷不发育。金沟凹陷的主要充填物为上侏罗统，其下还可能有下侏罗统存在，黑城子凹陷也是以上侏罗统沉积为主的凹陷，中、下侏罗统分布于凹陷的西北侧。

总的说，朝阳—北票盆地是一个早衰而又经多次构造运动改造的早、中侏罗世沉积盆地。中侏罗统褶皱并受到深度剥蚀，盆地边缘剥蚀更甚，以至位于盆地边部的几个凹陷中、下侏罗统也保存无几。

第三节　生油层及其演化

一、生油层的地质特征

根据现有资料，下侏罗统北票组为盆地的生油层系，暗色泥岩厚度为100～800米，北票凹陷中生油岩分布范围广，厚度大，暗色泥岩最厚达874米。北票组分为两个层段：下含煤段和上含煤段。下含煤段底部为灰白色砾岩，主要为深灰色泥岩与灰白色砂岩互层，夹可采煤层，泥岩呈薄至厚层状，动物化石贫乏，富含植物碎片和炭屑，属河流沼泽和浅湖相。上含煤段的下部为砂泥岩互层夹少量薄煤层，上部以深灰色泥岩为主。泥岩具水平层理，含少量黄铁矿，富含生物化石，属淡水湖沼和浅—半深水湖相。

二、生油岩的地球化学特征

1.有机质丰度

北票组生油岩有机碳含量较高，为2.1%，氯仿沥青"A"为0.08%，烃含量278ppm，烃／有机碳为0.91%。其生油率、烃含量低于我国其它中生代陆相盆地生油岩。统计结果表明（表2-6-1），上含煤段有机质丰度普遍高于下含煤段，是盆地的主要生油层段。

表2-6-1　北票组生油岩有机质丰度

层位＼指标		有机碳平均值（%）	氯仿沥青"A"平均值（%）	烃含量平均值（ppm）	总烃／有机碳（%）
北票组	上煤段	2.78	0.1172	414	1.18
	下煤段	0.84	0.0350	87	0.53
北票组		2.1	0.08	278	0.91

2.有机质性质及其类型

(1) 干酪根　干酪根镜鉴结果，北票组生油母质以偏腐殖型的混合型为主。上含煤段属腐泥-腐殖型，下含煤段属腐殖型。冠山G2孔生油岩干酪根元素分析表明，上含煤段生油母质以腐泥-腐殖型为主，下含煤段两块样品演化程度较高（$R_o>0.8$），类型难以确定（图2-6-3）。

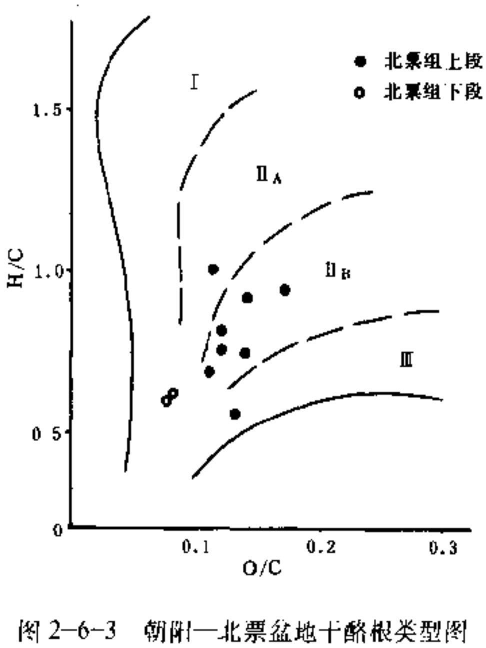


图2-6-3　朝阳—北票盆地干酪根类型图

岩石热解分析指出：上含煤段干酪根为含腐泥的腐殖型；下含煤段干酪根则属含腐泥的腐殖型和标准腐殖型。在干酪根红外光谱类型划分三角图上（图2-6-4），上含煤段除少量点在Ⅲ型区域外，大部分点集中在Ⅱ型区域及其附近，下含煤段点全在Ⅲ型区域，也说明上含煤段干酪根属以偏腐殖型为主的混合型，下

含煤段干酪根为腐殖型。

(2) 可溶有机质　根据氯仿沥青"A"族组成特征，北票组上含煤段属腐泥–腐殖型，下含煤段为腐殖型（表2–6–2）。

表2–6–2　氯仿沥青"A"族组成特征

层位 ＼ 指标		饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃+沥青质 (%)	饱和烃／芳香烃 (%)
北票组	上煤段	19.69	19.91	49.71	0.99
	下煤段	8.60	17.50	58	0.49

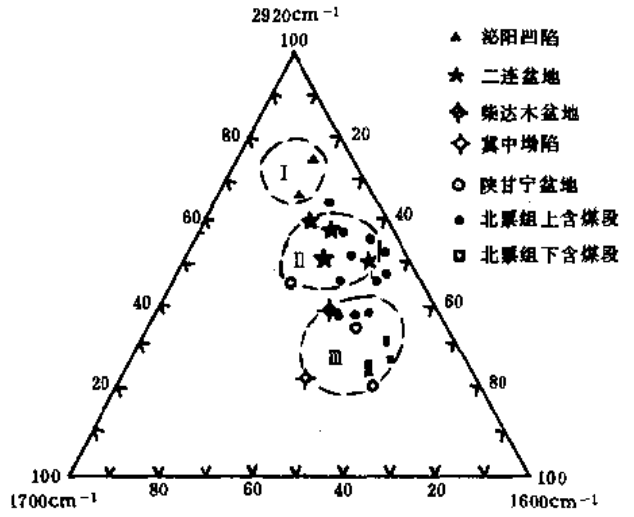


图2–6–4　干酪根红外光谱类型划三角图

从正构烷烃的分布特征来看，上含煤段未成熟和低成熟生油岩中，正构烷烃主峰群以 C_{27}、C_{23} 为主，碳数分布范围为 C_{15}～C_{31}，C_{21}^-/C_{22}^+ 为 0.61，$nC_{21}+nC_{22}/nC_{28}+nC_{29}$ 为2.0，具奇偶优势，呈单峰型。表征了有机质来源为陆生植物和少量低等生物。下含煤段有较弱的双峰现象，两个主峰分别为 C_{18}、C_{27}，高碳数（$>C_{22}$）峰群明显，且奇偶优势显著，表明有机质来源以高等植物为主，生油母质为腐殖型。

另外，从甾烷、萜烷组成研究中获知的生源信息也是和以上认识一致的。

三、生油岩热演化

1.干酪根演化特征（图2–6–5）

G2孔北票组生油岩岩石热解色谱表明，北票组生油岩经历了一个较完整的热演化系列。在1300米以上，干酪根脱氧，而氢相对富集，氧指数降低，氢指数上升，烃指数增大，这可能是由于生物化学作用产生了少量液态烃。埋深大于1300米时，氢指数增加，随后又逐渐下降为40毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$，氧指数也逐渐下降，并趋于一个稳定值（20～30毫克$_{烃}$／克$_{有机碳}$），烃指数、产率指数则随埋深增加有明显增长，特别是产率指数由0.01达到0.25，比1300米以上增加了3～5倍。表明干酪根热解成烃明显，有大量烃类物质生成。与此同时，最高热解峰温也随埋深增加而逐渐增加，由439℃（1300米以上）增至446℃（1300～1500米）。

镜质体反射率随埋深增加逐渐加大，干酪根镜质体反射率1300米以上小于0.65%，1300～2100米，镜质体反射率由0.65%增至1.3%以上（图2–6–6）。

2.可溶有机质演化（参见图2–6–6）

在1300米以上，有机质向沥青"A"和烃的转化能力很弱；1300米以下，除非烃发生裂解以致含量逐减外，烃含量和烃转化率迅速增高，到1600米左右达最大值。1300～1800米

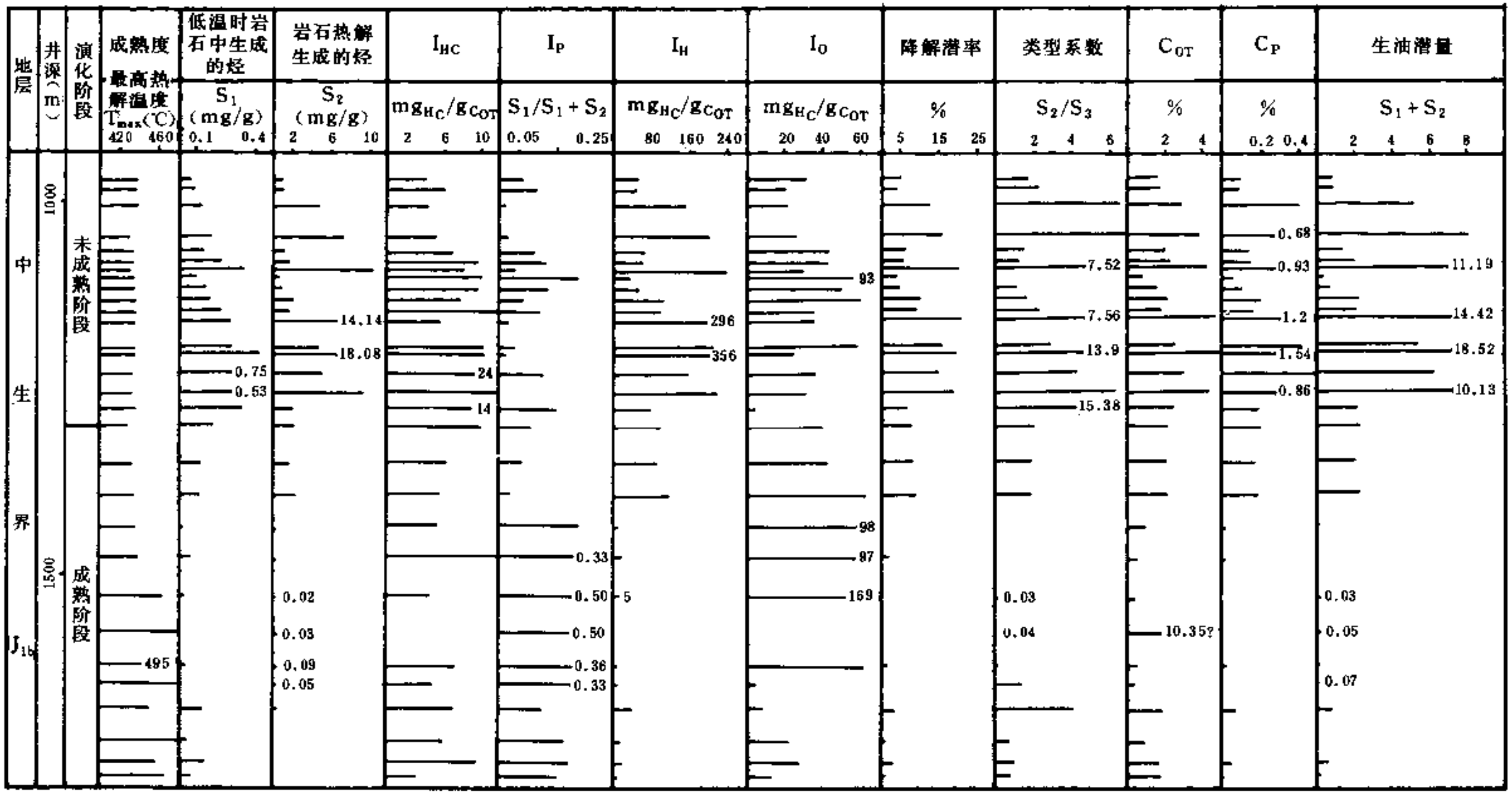


图2-6-5　G2孔热解色谱综合图

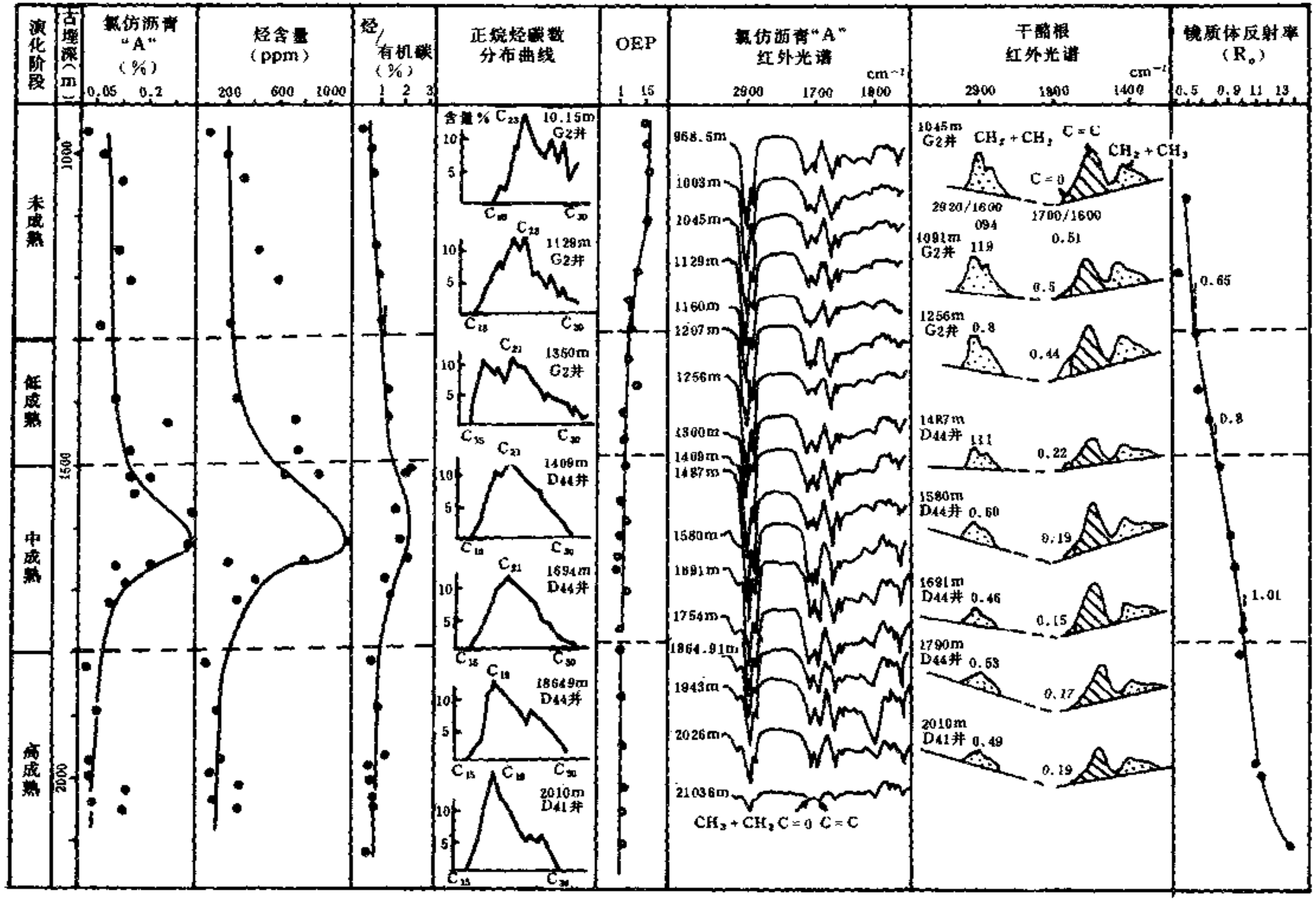


图 2-6-6　北票凹陷北票组生油岩热演化剖面

为干酪根成熟并大量排烃阶段。埋深1800米以下，已生成的烃开始气化，烃含量、烃转化率又复减少到小于250ppm和1%，干酪根进一步裂解，生成轻烃。

随着埋藏深度的增加，生油岩正构烷烃碳数分布曲线中，高碳部分奇偶优势消失，低碳部分浓度增加，具体表现为主峰由C_{23}移至C_{19}，OEP值由1.5降至1.0左右。另外，正构烷烃中轻／重比值随埋深加大也逐渐增加。

氯仿沥青"A"红外光谱的资料也表明成烃过程基本上是一个有机质脱氧、加氢和芳构化的过程。

四、生油门限深度和成油温度

从镜质体反射率和OEP值、烃／C关系图（图2-6-7、2-6-8）可以看出：当OEP值减至1.2，镜质体反射率R_o增至0.65%，烃／C增至1.2%时，关系曲线缓慢上升，说明有机质尚未成熟。而当镜质体反射率大于0.65%时，OEP值很快趋近于1.07，烃／C由1.2%剧增到2.3%，二条曲线急剧上升，说明有机质已经成熟并向石油烃转化。结合不溶有机质干酪根和可溶有机质演化特征，将$R_o=0.65\%$、$OEP=1.2$、烃／C$=1.2$定为北票凹陷生油岩的生油门限值，相应深度为1300米。

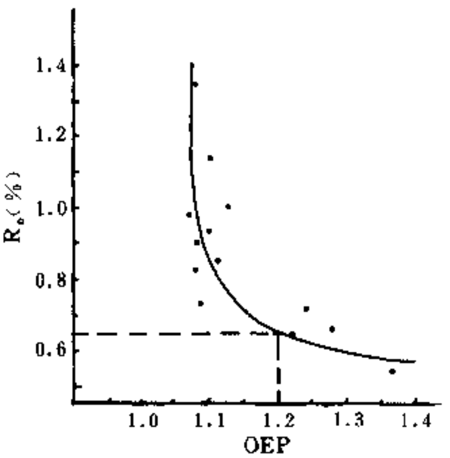


图2-6-7　R_o与OEP关系图

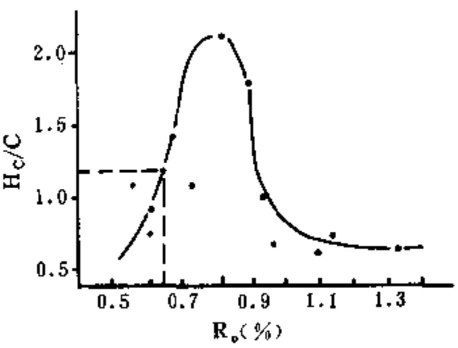


图2-6-8　R_o与H_C／C关系图

下侏罗统兴隆沟组的同位素年龄值为195百万年。利用七种方法推算的门限温度比较接近，取中值为68℃。加上本区地面年平均温度10℃，生油门限温度为78℃，古地温梯度每百米为5.2℃。

五、有机质演化阶段的划分

根据有机质演化特征的研究，将北票凹陷有机质演化划分为四个阶段（表2-6-3）。

六、北票组生油岩埋藏史及生油期

在恢复原始最大埋深的基础上，以横坐标表示地史时期，纵坐标表示埋藏深度，用图表示各生油层在各地史时期埋藏深度的变化（图2-6-9）。

如图所示，北票凹陷下含煤段生油岩在兰旗组沉积中期进入成熟期，开始排烃。而上含煤段生油岩在土城子组沉积中晚期才进入成熟期。后来在燕山运动的影响下，中、下侏罗统褶皱、抬升并遭受剥蚀，凹陷内大部分地区未再接受沉积，白垩纪时随着南天门逆断层的活动，凹陷再一次受到不均衡抬升，因此上含煤段生油岩生油期甚为短暂，对成油不利。而下含煤段生油岩则较长时间处于生油门限深度以下，部分已进入过成熟阶段。

朝阳凹陷也是一个多次被抬升的非继承性凹陷，以上侏罗统最发育，中、下侏罗统不发育，九佛堂组沉积末期，北票组生油岩才进入成油期，以后凹陷内九佛堂组又受剥蚀，因此，只有北票组下含煤段生油岩才深埋于生油门限深度以下。

表 2–6–3　朝阳–北票盆地北票组生油岩热演化阶段数据表①

演化阶段	古埋深(m)	地温(℃)	烃/C(%)	沥青转化系数(%)	烃含量(ppm)	非烃(%)	可溶有机物								不溶有机物			
							正构烷烃				类异戊间二烯烷烃			沥青"A"红外光谱	干酪根		热解色谱	镜质体反射率
							主峰碳	OEP	$\frac{C_{21}前}{C_{22}后}$	$\frac{C_{21}+C_{22}}{C_{28}+C_{29}}$	P_r/nC_{17}	P_h/nC_{18}	P_r/P_h	$\frac{1700cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$	H/C(原子比)	O/C(原子比)	(T_{max})	(R_o%)
未成熟	<1300	<78	<1.2	<3.0	<250	<30	C_{23}以上	>1.2	<0.75	0.5～2.0	0.75～0.60	>2.5	1.5～2.0	1.25～1.07	0.8～1.0	0.17～0.11	436～440(439)	<0.65
低成熟	1300～1500	78～88	1.2～1.5	3.0～5.0	250～700	30～20	C_{21}	1.20～1.1	0.75～0.9	2.0～3.5	0.60～0.5	2.5～1.8	2.0～1.0	1.07～1.05	0.8～0.65	0.11～0.09	438～460(446)	0.65～0.80
中成熟	1500～1800	88～104	1.5 2.3 1.00	5.0 6.0 3.0	700 1200 250		C_{21}	1.1～1.0	0.9～1.05	3.5～4.5	0.5～0.41	1.8～1.2		1.01～0.95		0.09～0.08	460～468(462)	0.80～1.01
高成熟	>1800	>104	<1.0	<3.0	<250	20～10	C_{19}		1.05～1.35	2.0～5.0			<1.0		0.65～0.6		>470	1.01～1.30以上

①括号内数字为平均值。

第四节　储集层和生储盖组合

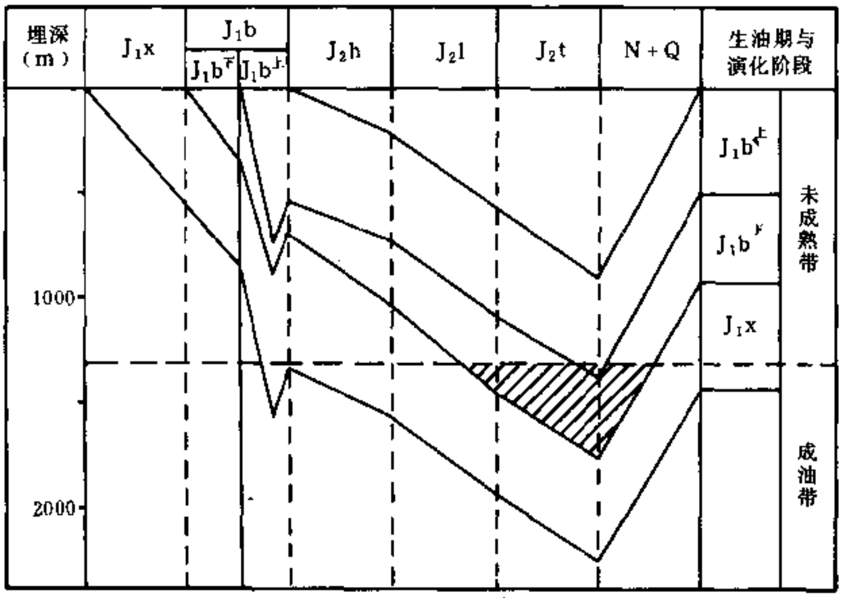
一、储集岩的岩性、岩相特征

盆地储集岩为北票组河流相砂岩。砂、砾岩约占地层总厚的35%～70%，单层最大厚度为54米，一般厚2～5米。砂体具有多物源和近物源的特点，呈透镜状、朵状和带状分布。属岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩和长石砂岩等低成熟砂岩。岩屑成分以中、酸性火山岩为主，次为石英岩，花岗岩，片岩少见。砂岩以中—细粒为主，分选差—中等，圆度为次尖—次圆，杂基为泥质，灰质胶结。

二、储集岩的物性特征

北票组储集岩孔隙度较小，一般为10.2%～0.3%，平均只有3.71%，属中等偏低。其

中上含煤段略高于下含煤段（上含煤段4.19%，下含煤段3.4%），渗透率均小于1×10^{-3}二次方微米（图2-6-10）。据镜下观察孔隙类型以原生粒间孔隙、次生粒间溶孔为主，其次为粒内或晶内溶孔，构造溶解裂隙少见。



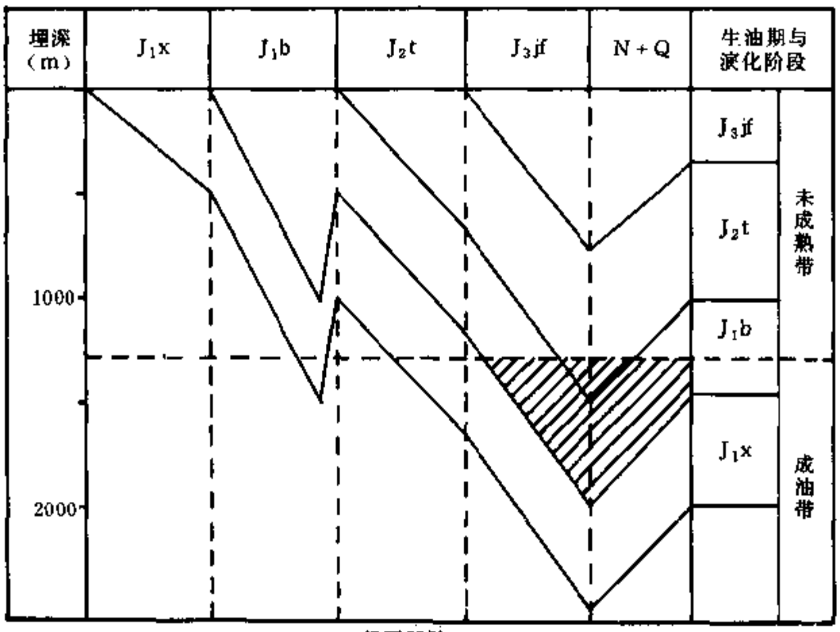


图2-6-9 朝阳—北票盆地生油岩的埋藏史和生油期

储集岩物性差的原因很多，主要有：

1.压实作用的影响

砂岩和胶结物成分复杂，火山岩块和凝灰质成分较多，火山岩碎屑中大量绢云母之类易

於受压变形的柔性矿物，在压实作用下受压变形，镶嵌于碎屑颗粒之间，堵塞了原来孔喉通道。

2.化学胶结作用的影响

砂岩压实中剩余空间被碳酸盐充填，进一步堵塞了孔道。镜下观察除了原生孔隙为碳酸盐充填外，次生粒间溶孔、粒内溶孔、晶内溶孔和溶缝等部分地再次为碳酸盐所充填。

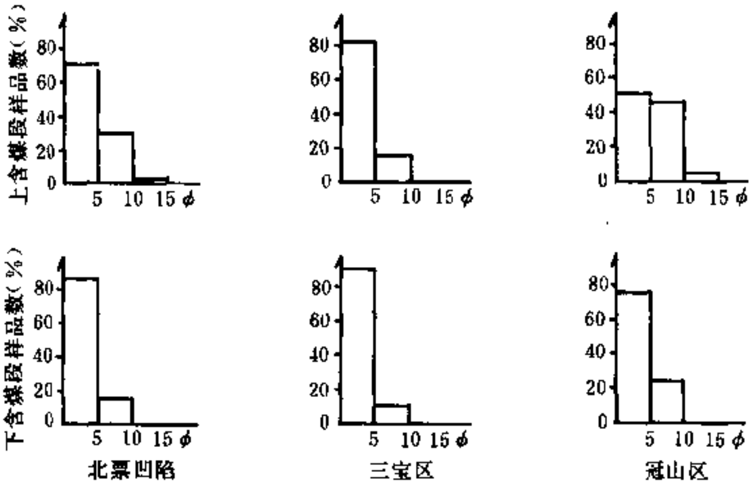


图 2-6-10 北票凹陷北票组储集岩孔隙度频率分布直方图

第五节 含油气情况

一、含油气情况

朝阳—北票盆地油气显示主要集中在北票凹陷的三宝、冠山和台吉等矿区，有 15 口钻孔见到油气显示（三宝的 23 孔、冠山的 G1、G2、G3、G4、101、补 3、27、29、33、G7 孔、台吉的 5、深 13、深 3 孔），层位上主要集中于北票组下含煤段。含油级别为油浸、油斑、个别可达含油。油层单层厚度一般在 5 米左右，最大厚度可达 30.75 米（补 3 孔），最薄 0.8 米，含油砂岩为灰白、灰色中—粗砂岩。上含煤段仅在各别钻孔中见到油气显示(G7 孔)。总的显示特点是：含油气显示井段长，层组多，单层厚度变化大。

气的显示见于煤田开采过程中，经常发生瓦斯突出现象，从 1981 年以来，共发生瓦斯突出 1506 次，突出煤量 67550 吨，喷出瓦斯 16.4 万立方米，其中最大一次发生在冠山二井西部，台吉竖井东部 5A 煤层中，突出煤 1894 吨。根据矿务局 20 个气样分析，甲烷含量 42.36%～78.54%，其它重烃 1.79%～3.82%，二氧化碳 0.43%～0.79%，氮 14%～52.8%。北票煤矿矿井多为高瓦斯井，矿井相对瓦斯涌出量为每吨 19.06～34.99 立方米，而且瓦斯涌出量随着开采深度的增加而增大。目前，矿井里的瓦斯已经抽气利用。

二、生、储、盖组合和圈闭条件

北票组生油岩与储集岩相间成层，造成了最有利的排烃条件，形成自生自储的组合形式，属正常式和侧变式。可分二套生、储、盖组合：下部组合和上部组合。不利的是上部组合上含煤段中上部暗色泥岩生油层多已遭受剥蚀，其上为海房沟组砾岩不整合覆盖，盖层条

件较差。

北票凹陷东南沿三宝至兴隆沟一线中下侏罗统各组地层向西北倾斜，为一单斜构造，浅部为第四系覆盖，构造圈闭条件不利。但由于盆地储集层主要属河流相，河道砂岩、河漫滩粉砂岩和泥岩在空间上的有利组合，可造成岩性圈闭，目前发现的油气显示都存在于这类砂岩中。另外，凹陷北部土城子向斜之下，也有可能找到较好的隐蔽圈闭。

第六节　油气资源初步评价

朝阳—北票盆地的四个凹陷，除黑城子、金沟子凹陷情况不详外，北票凹陷和朝阳凹陷目前已有所了解。北票凹陷是盆地中最大的凹陷，根据生油研究，参照我国东部生油凹陷分类标准，应属三类生油凹陷，是盆地中最好的生油凹陷，有一定的找油前景。朝阳凹陷成熟生油岩体积小于北票凹陷，且大部分为低成熟生油岩，找油前景较差。

盆地储集岩的储集性能较差，今后关键在于寻找有利相带和储集层改造研究。

盆地生、储、盖组合条件是具备的。目前煤田勘探中已经发现了一些圈闭，并且见到了油气显示。不利因素是保存条件较差。北票凹陷中部的深部和朝阳凹陷七道河子区的深部是寻找油气的有利地区。

根据现有的资料，对盆地的生油量和资源量进行了初步计算。

一、石油

1.氯仿沥青"A"法

计算方法上与阜新盆地相同。需加以说明的是：有效生油岩面积在无井控制的地区用电法图圈定，有效生油岩厚度采用逐井分段统计；在无井的地区按已知区成熟生油岩厚度占暗色泥岩总厚度的百分比取值。朝阳凹陷生油岩成熟全部取值；氯仿沥青"A"在生油门限深度以下取平均值。岩石密度采用 3 口井泥岩实测数据的平均值，排烃系数参照陕甘宁盆地和二连盆的排烃系数。聚集系数考虑到凹陷圈闭条件差，保存条件差等因素，定为 15%。计算结果表明有一定的资源潜力。

2.热解模拟法

计算方法与阜新—义县盆地相同，计算结果较上述方法数据为大。

该盆地只进行了地质概查，尚未进行石油物探工作，勘探程度和研究程度都很低，因此，上述计算数据是极粗略的。

二、煤成气

朝阳—北票盆地煤炭资源丰富，煤成气的储藏量也很大。除煤层外，具有Ⅲ型干酪根的暗色泥岩也是生成煤成气的气源岩。

煤层　北票组的下含煤段有可采煤层 13 层，上含煤段有煤层 6 层，煤的蕴藏量达数亿吨，而且煤种齐全，从长焰煤到焦煤均有，北票矿区为气煤、肥煤和焦煤，朝阳、黑城子凹陷以长焰煤为主，为很好的气源岩。

暗色泥岩　北票组下含煤段暗色泥岩具有Ⅲ型干酪根，泥岩厚度 50～250 米，其中有机碳含量 0.3%～4.71%。

根据以上两方面的数据，可以对煤成气的生气量进行初步估算。

煤系地层在成煤作用中形成天然气的总量可用下式计算：

$$Q = R_g \left(Q_C^{\mathrm{I}} + Q_C^{\mathrm{II}} \right)$$

式中 Q——天然气总量；

R_g——煤气发生率；

Q_C^{I}——煤的总储量；

Q_C^{II}——煤系地层中以腐殖型为主分散有机碳总量。

计算结果表明有相当可观的煤成气量可供勘探。

第七章　金岭寺—羊山盆地

金岭寺—羊山盆地位于辽宁省西部，地处松岭山脉的东南侧，包括朝阳、北票、建昌、锦西等市县，盆地地形西北高、东南低，为被水系切割破碎的丘陵地形，盆内河流有大凌河、小凌河、女儿河。

该盆地是一个叠合在古生代坳陷之上的早、中侏罗世断陷盆地，位于燕山褶皱带东段，盆地作北北东向展布，面积5400平方公里，其中沉积岩分布面积3000平方公里，沉积岩厚度5000米。

金岭寺—羊山盆地南部和东南部山区，矿产丰富，结合找矿勘探，对岩浆岩和火山岩曾作过比较详细的研究，但涉及全盆地的只有1：20万的区测工作，除石油院校在朝阳地区进行过中、上元古界油苗调查外，全盆地未做过石油地质工作。

第一节　地层和沉积相

一、地层

构成基底的地层与华北地层分区一致，由下而上为：太古界变质岩系、中上元古界碎屑岩和碳酸盐岩、古生界海相碎屑岩和碳酸盐岩建造及海陆交互相含煤建造和陆相红色碎屑岩建造。

盆地盖层主要为侏罗系下统兴隆沟组、北票组，中统海房沟组、蓝旗组、土城子组和上统义县组，以中统最为发育。三叠系分布局限。

兴隆沟组　为安山岩和同质火山碎屑岩。

北票组　砂砾岩、砂岩夹薄层泥岩和煤层，仅见于南票地区。

海房沟组　砾岩夹砂岩。

蓝旗组　以中、中基性熔岩及火山碎屑岩为主，具凝灰岩沉积夹层，局部地区含灰绿色、灰黑色泥岩、砂岩及薄煤层。产植物化石及硅化木。厚232～973米。

土城子组　以灰紫色中、细粒凝灰质碎屑岩为主。底部为紫红色凝灰质砂岩、泥岩及少量砂砾岩，中下部为灰紫色中粗砾岩及砂砾岩，上部为淡灰紫色中粗砂岩，具交错层理。中上部常夹灰绿色、灰黑色凝灰质砂岩、泥岩，偶含薄煤层，产叶肢介、植物化石及孢粉组合和恐龙足印化石。与蓝旗组连续沉积。

义县组　基性—中性—酸性火山熔岩及同质火山碎屑岩，分布于盆地北部紫都台和南部药王庙一带。

二、沉积相

北票组为河流相和湖沼相沉积。海房沟组属河流相。土城子组则以干旱条件下的河流相为主，部分为风成相和湖相。

第二节　构造特征及其发展史

一、基底结构

盆地周边老山为由中、上元古界和下古生界组成的并为印支期、燕山期侵人岩和断裂复杂化了的复背斜。在南票矿区古生界呈单斜产状倾向盆内，义县刘龙台一带中、上元古界潜伏于义县组之下，只有零星出露。在盆地南部和西南部周边老山复背斜的边缘也有零星古生界分布，因此，可以推定盆地基底为一由中、上元古界和古生界组成的复向斜构造。在盆地南部和北部，基底则为中生代各时期火成岩和次火山岩体侵入所复杂化。基底构造向为北东方向和北北东向。缺少基底埋深资料。为了寻找古生界煤系，曾在盆地边部钻过一批浅孔，在侏罗系盖层之下分别见到古生界石盒子组、山西组、本溪组和"震旦系"硅质石灰岩。

盆地的东南和南侧，与周边老山为沉积接触，在南票地区下侏罗统兴隆沟组玄武岩不整合覆于上三叠统之上。盆地的西北和西南侧，为逆断层接触，这些断层全为中生代晚期发生的断层，对盆地沉积不起控制作用，因此，金岭寺—羊山盆地可能为一个坳陷型盆地。

二、盖层构造

盆地盖层构造基本上是一个北东向展布的不对称向斜，在盆地东南侧，中、下侏罗统各组依次向北西向倾斜，在盆地西北边缘，中侏罗统蓝旗组抬起。地层倾角北翼较陡，东南翼平缓。在盆地的西南端，褶曲轴向盆地内倾伏。

盆地内断裂不发育，仅见两条较大的北北东向断层，即北部的宝树营子—海青房子断层和中南部的南双庙—药王庙断层，后者规模巨大，错开了土城子褶皱，两条断层均属逆断层性质。构造展布情况见图 2-7-1。

三、构造发展史

在印支运动影响下，中上元古界、古生界和三叠系强烈褶皱隆起，随着兴隆沟火山岩的喷发，在基底坳陷的背景下，开始了盆地的形成过程。最初，在盆地东南南票—巴图营子一线形成范围不大的早侏罗世盆地，到中侏罗世时，盆地才扩展到今天的规模。

金岭寺—羊山盆地是一个多旋回的沉积盆地，可以划分为三个喷发—沉积旋回，各旋回之间皆为沉积间断或侵蚀期所分开。早期旋回（早侏罗世）不发育，晚期旋回（晚侏罗世）只有火山喷发活动，以中期旋回（中侏罗世）发育为其主要特色。

第三节　含油气情况及盆地成油条件分析

目前还没有在中生界中发现油气显示。在南票大窑沟 A—23 孔中奥陶统石灰岩中曾见黑色油迹，苇子沟 B_1、B—42 孔在中奥陶统石灰岩中见沥青，B—52 孔在下二叠统深灰色厚层状页岩中含沥青，并局部含油；富隆山 A04 孔在上石炭统灰白色砂砾岩中含油，A12 孔、A19 孔在下二叠统灰白色砂岩中含沥青，灰白色粗砂岩含油。

根据现有的资料，金岭寺—羊山盆地在中生界中还没有发现良好的生油层，中、下侏罗统泥岩夹层不多，以灰绿色泥岩为主，不利于生油。在成盆期和成盆后又受多期构造运动影响，盆地多次上隆遭受剥蚀，不利于油气保存。

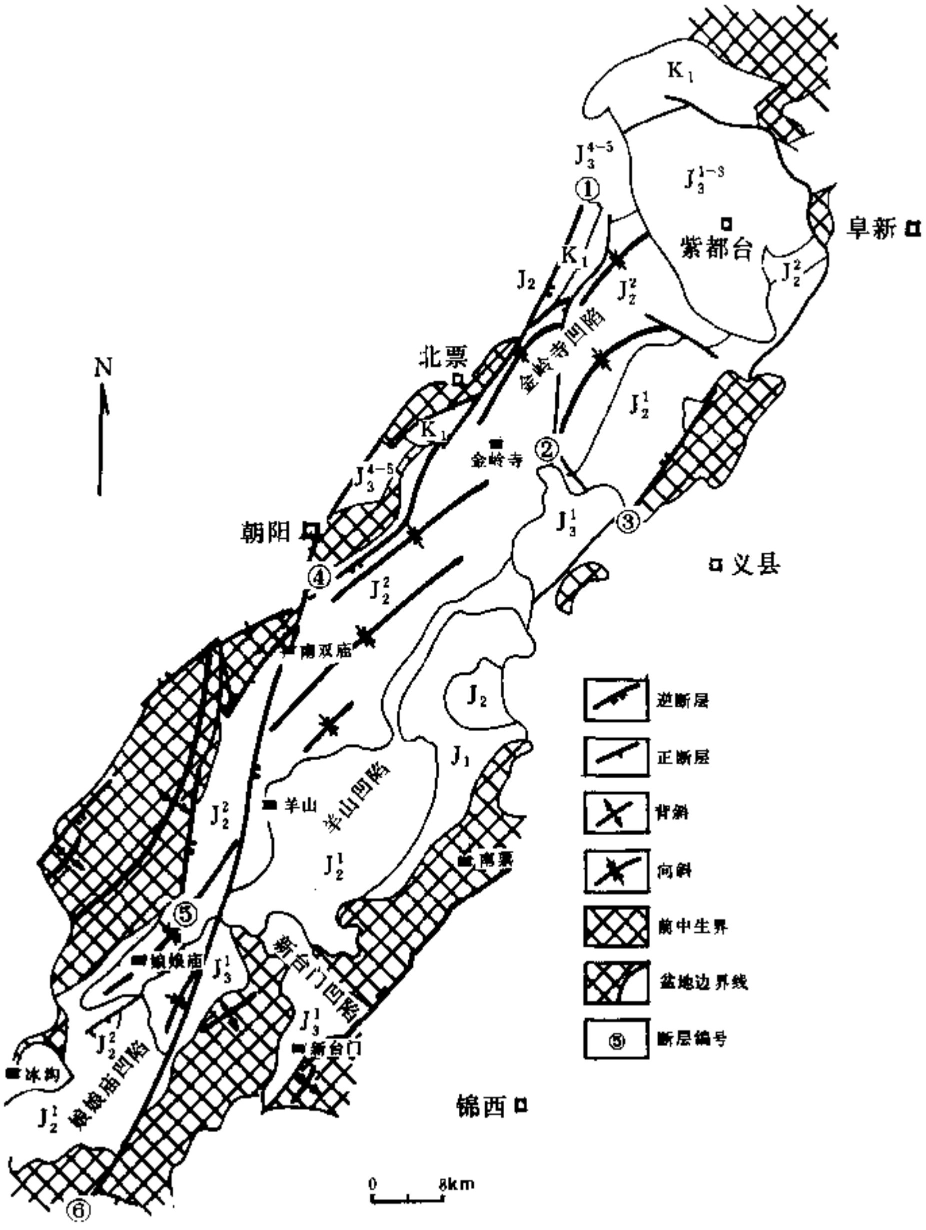


图 2-7-1　金岭寺—羊山盆地构造纲要图

①—奈林皋—金沟断层；②—宝树营子—海青房子断层；③—下平房子—羊草沟断层；④—北窑—火神庙断层；⑤—长在营子断层；⑥—南双庙—药王庙断层

但是，在侏罗纪地层的掩盖下，晚古生代煤系地层被深埋，可能有较多的保存。因此，寻找晚古生代煤系中的煤成气是有前景的。再有，目前已经在古生代地层中发现了油气显示，因而在中、上元古界和下古生界碳酸盐岩中找到原生油藏的可能性同样也是存在的。

第八章　建昌—喀左盆地

建昌—喀左盆地位于辽宁省喀左、建昌、凌源和朝阳四县境内。盆地呈北北东向带状展布，努鲁儿虎山绵亘西北，松岭山脉起伏于东南，山脉走向北北东向到北东向，和区域构造线方向一致。盆内丘陵广布，大凌河纵贯其中，海拔500～800米，盆地东北、东南分别与平庄—马厂盆地和金岭寺—羊山盆地为邻。

建昌—喀左盆地的构造位置在燕山断褶带内部，在辽西的中生代盆地中，它是一个叠合在古生代坳陷区之上、成盆期最长的侏罗纪—早白垩世盆地。盆地面积3972平方公里，其中沉积岩分布面积2600平方公里，沉积岩厚度为2700米。

建国以来，冶金、煤炭和地质部门在本区先后进行矿产勘探和矿点调查，60年代辽宁省地质局区测队作了1：20万区域地质测量，近年来通过基础地质研究，对盆地地层、构造和成矿规律已有所了解。1982年，石油院校进行了1：20万石油地质普查，调查了碳酸盐岩地层中的油苗，预测了中、上元古界和古生界的找油前景。

第一节　地层和沉积相

一、地层

盆地基底与金岭寺—羊山盆地相同，其岩性、岩相、古生物特征也基本相同。盆地盖层为中生界三叠系和侏罗系。三叠系分布零星，叙述从略。

下侏罗统　下部为砂砾岩、黄绿色页岩夹煤层，含 *Equisetites* 似木贼属和 *Coniopteris* 锥叶蕨属等化石；中部紫色安山岩、安山质火山角砾岩；上部石灰岩质砾岩，总厚3643米。仅分布于盆地西南外侧的牛营子—郭家店盆地。

中侏罗统　下部以安山岩为主，夹薄层凝灰质粉砂岩；上部紫色薄层粉砂质页岩夹灰绿色薄层岩屑砂岩，总厚1162米。主要分布于建昌凹陷，盆地北部有零星分布。

上侏罗统有义县组、九佛堂组和冰沟组

义县组：以安山岩、安山粗面岩为主，夹安山质火山角砾岩及角砾集块熔岩，中下部夹灰绿色页岩、粉砂岩、砂岩，近底部有厚层玄武岩，厚度为4639～5243米。主要分布于建昌、四官营子凹陷。

九佛堂组：主要由灰绿及黄绿色湖相页岩、粉砂质页岩、灰质页岩、砂岩、砾岩间夹泥灰岩透镜体和凝灰质砂岩薄层组成，内夹2～5层劣质油页岩层。上部砾岩成分增多，多呈紫、紫灰色。本组化石组合属 *Eosestheria–Ephemeropsis–Lycoptera* 东方叶肢介-拟蜉蝣-狼鳍鱼组合，即狭义的热河动物化石群，厚206米，在盆地内广泛分布。与下伏义县组呈假整合接触。

冰沟组　灰白色中厚层、厚层泥砂质胶结的中细、中粗砾岩，夹紫灰色及黄灰色薄层、中厚层中粗粒泥质胶结杂砂岩、灰质页岩及煤层，富含软体动物化石，与沙海组（阜新—义县盆地）相比，除后者有较多之 *Bellamya* 环棱螺属外，二组所产种属几乎无异，厚度大于516米。仅分布于盆地东南部。

二、沉积相

侏罗系下统为冲积—洪积相和河流相，沼泽相少见；中统为火山喷发相和干燥气候条件下的河流相；上统的下部为火山喷发相，中部以湖相为主，其次为河流相，上部为河流相和沼泽相，局部为湖相。整个相剖面由三个火山喷发—沉积旋回构成。

第二节　构造特征及其发展史

一、基底结构

从盆地周边露头区构造形迹推断，盆地基底为由中、上元古界和古生界组成的复杂构造带，走向北北东向，部分为北东向，盆地北缘和南缘为东西方向。盆地中部东哨至河坎子一线基底为呈北东、北北东向的带状断褶山脊，将盆地分为东西两部。

盆地周边老山区中、上元古界和古生界为复背斜带，褶皱紧密并有部分倒转，而且为一些走向断层或与之斜交的逆断层切割而复杂化，基底断裂方向有4组：北东向、北北东向、东西向和近南北向，后两组主要见于盆地南、北两侧。

二、盖层构造

盆地盖层与周边的接触关系比较复杂，盆地西缘为沉积接触，东缘为断层接触。从纵贯盆地中部的中、上元古界和古生界断褶山脊与周边老山构造协调一致来看，盆地是上叠在印支褶皱基础上的几个断陷的组合体。由于中央凸起带的存在，盆地进一步被分为4个次级构造单元。见图2–8–1。

1.四官营子凹陷

位于盆地西南部，呈北北东向展布，东、西、南三面为老山环绕，东北端断续有基岩分布。凹陷东南与老山以断层接触。盖层由义县组和九佛堂组组成。九佛堂组呈一向斜构造，轴向北35°～45°东，两翼不对称，西北翼宽阔，倾角19°～23°，东南翼狭窄，倾角12°～29°。

2.建昌凹陷

位于盆地东南部，是盆内最大的一个凹陷。西北和东南两侧分别以逆断层与基岩接触，盖层为向东南倾斜的单斜。中侏罗统为向北东方向倾伏的向斜，由数个次一级的背斜和向斜组成。上侏罗统为一单斜，在盆地东缘，煤系地层形态呈半盆状。

3.大城子凹陷

位于盆地西北部喀左一波罗赤一线，盖层由义县组和九佛堂组组成，边部有中侏罗统零星出露，九佛堂组为一轴呈为北20°～30°东的不对称向斜，西翼倾角10°～20°，东翼倾角21°～28°，向斜轴偏于东侧。

4.梅勒营子凹陷

位于盆地东北部，老爷庙至木头城子一带呈北北东向延展。盖层由义县组、九佛堂组和冰沟组组成，呈大致向东南倾斜的单斜，倾角15°～20°，冰沟组分布比较局限。

三、构造发展史

根据区域构造形迹和地层接触关系等资料分析，成盆前构造演化可分为两个阶段：吕梁期和印支期。华北地区经吕梁运动基底褶皱后进入地台发展阶段，在燕山断褶带沉积了巨厚的中、上元古界，接着又沉积了古生界浅海相、海陆交互相和陆相地层。构造环境稳定，各组之间一般为整合或假整合，由于区内华力西运动影响微弱，因此印支运动就成为继吕梁运

动以后最大的一次构造运动。中上元古界、古生界连同三叠系一并卷入，形成了北东向和北北东向的复式背、向斜，并使全区隆起。

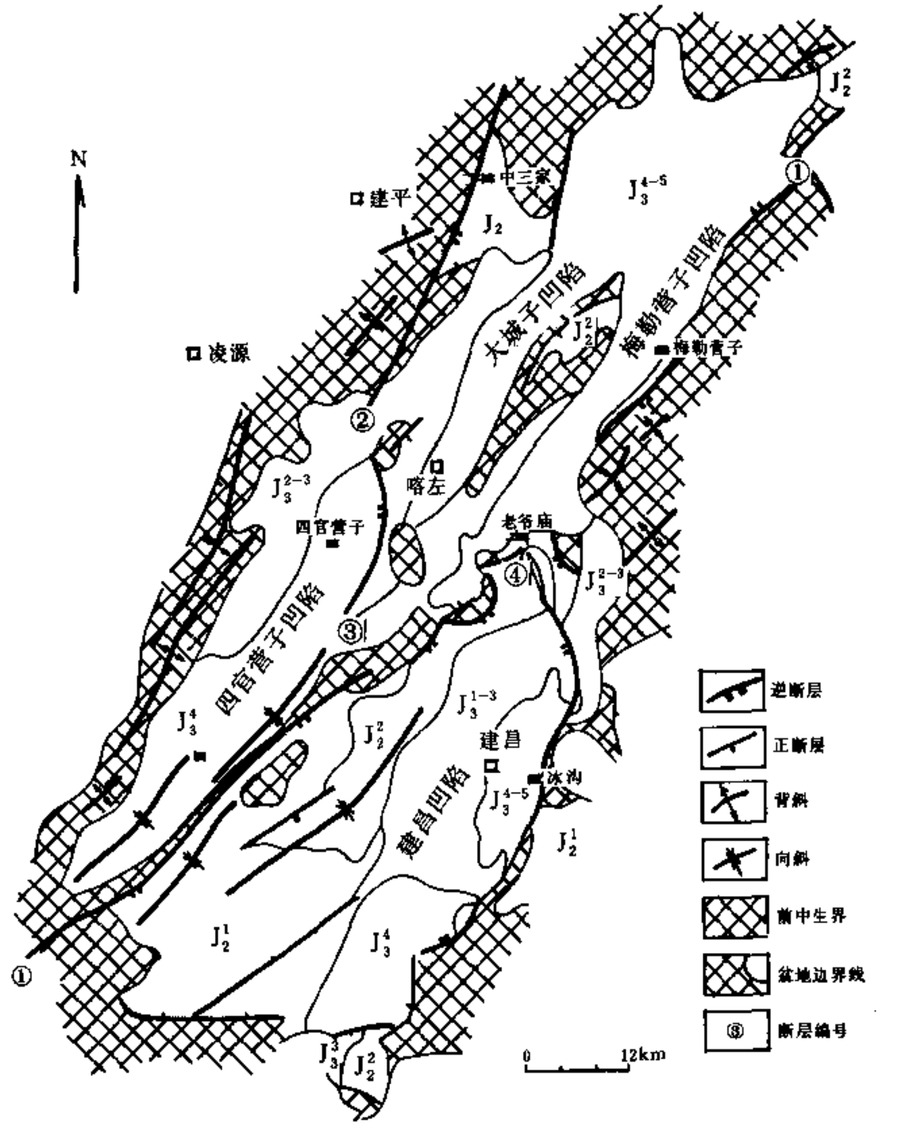


图 2-8-1　建昌—喀左盆地构造纲要图

①—马圈子—塔子山断层；②—中三家子断层；③—大菠菜沟断层；④—大红草沟—马家店断层

盆地构造演化从早侏罗世断陷盆地的形成开始，后者受印支期北北东向或北东向古断裂的控制，牛营子—郭家店盆地就属于这一类，但分布有限。沉积主要为冲积—洪积相组合，并夹有火山喷发。接着有中侏罗世盆地的形成，燕山中期构造运动使中侏罗统发生褶皱，盆地西缘中、上元古界和古生界向盆内逆冲。之后，又有晚侏罗世盆地的形成，晚侏罗世末，受燕山运动影响，全区褶皱上升，沿盆缘有逆断层发生，今日的构造面貌基本上是在这一时期形成。因此，建昌—喀左盆地实际上是一个中、晚侏罗世的沉积盆地。

以上三个成盆亚期形成的构造面貌各不相同。早侏罗世盆地完全受印支期北北东向断裂的控制，盆地呈条带状，沿盆缘断裂有巨厚的砾岩堆积和火山喷发。中侏罗世盆地则以北东

向分布为其特征，早期火山喷发，晚期有红色河湖相沉积，褶皱平缓开阔。晚侏罗世盆地呈北北东向，以火山喷发开始，湖相、河流相夹沼泽相而告终。含煤和油页岩。盆地三期构造运动及其演化的共同点是:

①均具火山喷发相、冲积相、河流相、湖相的盆地充填系列。

②盖层呈向东南倾斜的单斜或向斜结构，轴线多偏向盆地东南侧，褶皱形态平缓、开阔，向斜两翼倾角一般为10°～20°左右。

③断层具有压扭性质，断面多向西倾，断层上盘向西南斜冲，呈左旋扭动之势。

④断裂多数长期发育，是在印支古构造基础上发育和发展起来的。

第三节　含油气情况及成油地质条件分析

盆地的侏罗系中目前还未曾发现油气显示，但在凌源郭杖子单斜中、上元古界下马岭组、铁岭组、雾迷山组中已发现沥青油苗多处，在凌源乌兰白地区雾迷山组七段中还发现了液体油苗。平泉双洞背斜上产于蓟县系铁岭组、雾迷山组和寒武系碳酸盐岩中的油苗，已确定为原生石油。

根据地层、岩相资料分析，中、下侏罗统缺少生油层形成的条件。上侏罗统九佛堂组部分为湖相沉积，含劣质油页岩数层，为可能的生油层。冰沟组有不厚的黑色页岩。这两组总厚约722米，因此，盆地具有一定规模的生、储岩体，不利的因素是缺少盖层，此二组都已出露地表，在各凹陷中分布的面积也不大。加之盆地被分隔为几个凹陷，凹陷内地层呈单斜或向斜，缺少有利的构造圈闭。从目前这些资料来看，盆地内形成侏罗系油气藏的不利条件较多，但是，从中、上元古界碳酸盐岩中多处发现原生油苗来看，盆地内找油还是有一定前景的。

第九章　平庄—马厂盆地

平庄—马厂盆地位于内蒙古自治区昭乌达盟赤峰市、宁城县和辽宁省建平县境内，努鲁儿虎山纵贯盆地东部，成为盆地的东界其西为老哈河河谷，再西为丘陵和河谷低地，七老图山构成盆地西界，盆地海拔较高。盆地在平庄以南呈北北东向，往北至黑水马厂一线转为东西向，整个展布呈“厂”字形。它与赤峰—锦山盆地都是内蒙古自治区东部重要的含煤盆地。构造位置处在内蒙地轴之上，是一个上叠于前寒武系结晶基底之上的晚侏罗世断陷盆地。盆地面积2258平方公里，其中沉积岩分布面积1600平方公里，沉积岩厚度2016米（不包括底部火山岩系厚度）。

盆地内平庄煤矿从1954年开始勘探，目前已建成了古山、西露天、五家等矿区，但勘探地区仅限于西桥以北，而且只进行了浅部勘探，涉及全盆地的有1：20万的区域地质测量，近年来有些部门对盆地构造和沉积相作了一些研究。

第一节　地层和沉积相

一、地层

盆地内发育的地层有上侏罗统的义县组、九佛堂组和阜新组，下白垩统的孙家湾组。

义县组　为中基性熔岩，部分为酸性熔岩及角砾岩、凝灰岩夹凝灰质砂岩、凝灰质页岩和2～3层可采煤层，凝灰质页岩中富含动植物化石。与上覆九佛堂组呈平行不整合接触，总厚度为2870米。主要分布于宁城县向阳、汐子等地。

九佛堂组　以湖相沉积为主。下部为灰绿、杂紫色砾岩、砂砾岩、砂岩夹黄绿、砖红色凝灰质砂岩、砾岩和泥岩。在五家西南相变为灰黄色、灰白色凝灰质砾岩、砂岩。富含动植物化石。上部为灰黑、黑色泥岩、砂质泥岩夹灰白色砂岩、砾岩、砂砾岩，并夹较多薄煤层、油页岩。厚度723米。目前多数钻孔未见底。

阜新组　为盆地主要含煤岩组。下部为灰白色凝灰质砾岩、砂砾岩、砂岩，夹3～6层可采煤层、煤线和炭质页岩。上部为灰白色、灰绿色、粉红色凝灰质砂砾岩、砂岩、页岩，局部夹薄煤层或煤线。含动植物化石。与下伏九佛堂组呈连续沉积，与上覆孙家湾组不整合接触。总厚度为750米。由于遭受强烈剥蚀，厚度变化较大。

孙家湾组　为一套红色、灰绿色粗碎屑岩，局部地区在上部沉积了灰色、灰黑色泥岩、砂质泥岩及灰白色砂岩，并夹鸡窝状薄煤层。平庄地区厚633米。

二、沉积相

盆地的沉积序列自下而上为：以洪积、冲积物为主的粗碎屑堆积—湖相沉积—含煤碎屑堆积—洪积、冲积物，沉积序列反映了盆地演化的全过程。在盆地扩张时期沉积的湖相泥岩（杏园组上部）有可能生油。阜新组沉积时，由西向东发育了洪积、冲积相、沼泽相和湖泊相三个相带，相带呈北北东向展布，其中湖相泥岩占有优势。煤层夹于三角洲砂岩中，是湖泊于浅沼泽化的结果。盆地东部后期抬起，阜新组被剥蚀，湖泊相沉积已不复存在。

第二节 构造特征

平庄—马厂盆地为一断陷盆地，根据盆地被切割分隔的情况，可以进一步分为三个次一级凹陷，其西南为平庄—热水凹陷，北部为黑水凹陷和马厂凹陷，各凹陷情况各异，平庄—热水凹陷面积最大。见图 2-9-1。

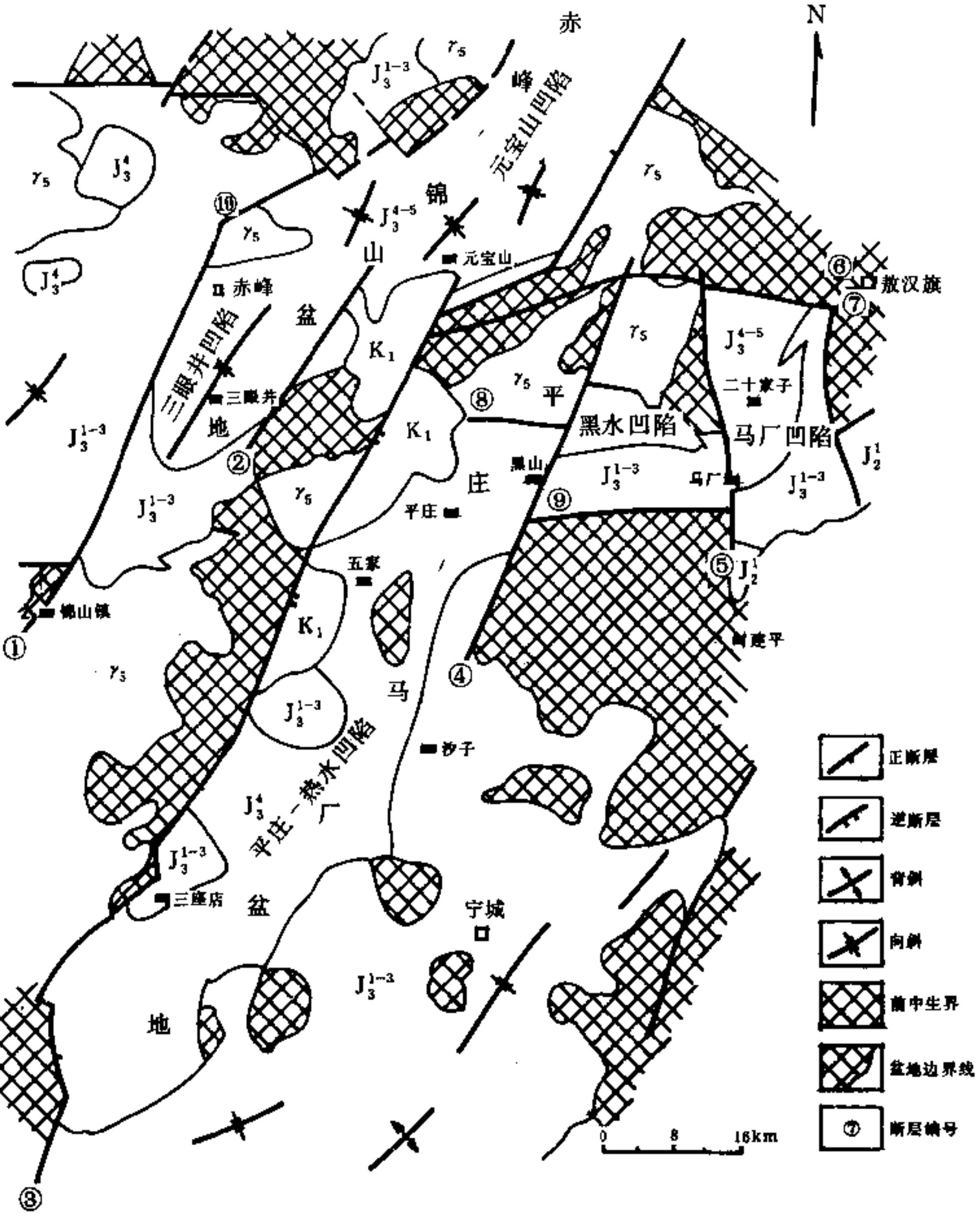


图 2-9-1 赤峰—锦山盆地和平庄—马厂盆地构造纲要图

①—锦山—东风断层；②—头道井—杨家店断层；③—八里罕—红山断层；④—黑水—莲花山断层；⑤—大城子—哈蟆梁断层；⑥—孙家—水泉断层；⑦—大哈拉海—后公地断层；⑧—苍子—三家断层；⑨—赤峰—开原断层；⑩—张不兰沟—大西山断层

1.平庄—热水凹陷

凹陷呈北北东向，其西侧八里罕—红山断裂走向北 15° ~25° 东，为压扭性断裂，有较宽的挤压破碎带，控制着盆地的裂陷和展布。凹陷为不对称的向斜构造，轴向和盆地方向一致，亦为北北东向。凹陷内地层由老而新平缓地向西倾斜，孙家湾组类磨拉石堆积沿盆地西缘断裂分布，不整合覆于煤系地层之上。除靠近八里罕—红山断裂附近的孙家湾组呈北北东向紧密褶皱外，含煤地层多为短轴背斜。盆内断裂可分三组：一组为纵贯凹陷南北的北北东向正断层，另外两组为北北西向和北西向横张断层，是后期发生的断裂，不但错断了北北东向断裂，而且把煤系地层切割成不同断块，高断块受剥蚀很深，低断块煤系保存比较完整。因此，查明这些断层的分布规律，对了解含煤地层的保存条件，至关重要。

2.黑水凹陷和马厂凹陷

它们都位于内蒙地轴以北，凹陷走向均作东西向，其南界为地轴北缘断裂，北界为大哈拉海—后公地断裂，黑水凹陷和马厂凹陷就是在这两条断裂控制下所形成的，并受到后期东西向、北北东向和北西向断裂的改造。黑水凹陷呈东西向，上侏罗统向北倾斜，为单斜构造。马厂凹陷则为向西北方向倾伏的半盆状构造。

第三节　含油气情况及成油地质条件分析

盆地内发现油气显示的资料很少,1983 年,建平县马厂北二十家子煤矿在地下浅部采煤坑道中发现原油自煤层底板粗砂岩中渗出,流满坑道,被迫停止掘进。出油层位为阜新组。

原油分析结果如下：密度（20℃）0.8751 克每立方厘米，粘度（50℃）18.45 毫帕·秒，含蜡量 5.33%，凝固点 13℃，沥青+胶质含量 11.03%，含硫量 0.104%。原油具有低密度、低粘度、低凝固点、低硫、低蜡等特点。

近年来，在平庆—热水凹陷有 4 口钻孔在井深 130.95~937.06 米也见到了油气显示。

一、生油条件

杏园组（即沙海组）上部的黑色泥岩和阜新组的湖相泥岩均可作为生油层，建平二十家子煤矿阜新组粗砂岩中已见原油渗出，据气相色谱分析，原油成熟度较高，具有原生型的特点。由于孙家湾组不具备生油条件，杏园组上部和阜新组暗色泥岩生油可以肯定。

从原油氯仿沥青“A”族组成来看，饱和烃 55.65%，芳香烃 20.26%，非烃类 18.76%，沥青质 1.28%，氯仿沥青“A”1.328%，OEP 值 1.03，姥／植不大（1.06）。

二、储集层条件

盆地的储集条件是具备的，不仅有河道砂岩，还有三角洲砂岩，目前有关储集层物性资料很少,仅分析一块样品,孔隙度 21.9%,渗透率 0.987×10^{-3} 二次方微米,只能作为参考。

煤系地层具有多旋回沉积结构，并存在岩相侧变，可形成有利的生、储、盖组合。

不利的因素是保存条件较差，阜新组受到深度剥蚀，目前所见已为残余厚度，再加上后期断层的影响，抬升部位的阜新组已所剩无几，有利生油的泥岩相带已不复存在。目前阜新组下部煤层正露天开采，主要寄希望于沙海组，但目前分布情况及厚度变化还不掌握，已知厚度小于 800 米。

综上所述，盆地还有一定的成油的地质条件，并且已经在建平马厂二十家子煤矿采煤坑道的阜新组粗砂岩中发现液体原油。因此，尽管保存条件较差，还可在该盆地进行适当的油气勘探工作。

第十章　赤峰—锦山盆地

赤峰—锦山盆地位于内蒙古自治区昭乌达盟、赤峰市和喀喇沁旗境内，呈北东—北北东向带状分布，南部地势较高，为山地丘陵，北部地势降低，呈山间丘陵宽谷地形。在哈拉道口以北已临近沙漠边缘。

盆地构造位置处于内蒙兴安地槽褶皱带，西南紧邻平庄—马厂盆地，它是在燕山运动中期沿古断裂裂陷而形成的断陷盆地，成盆时期为晚侏罗世—早白垩世。盆地成因和构造特征及其含煤性与平庄—马厂盆地十分相似，盆地面积 1448 平方公里，其中沉积岩分布面积 1200 平方公里，沉积岩厚度 1400 米。

盆地内元宝山煤矿从 1953 年开始勘探，目前已建成露天区、红庙等煤田，已成为内蒙古自治区东部重要的工业基地，现正在矿区外围进行找矿普查。全区只进行过 1∶20 万区域地质测量，未进行过油苗调查。

第一节　地层和沉积相

一、地层

赤峰—锦山盆地地层层序和平庄—马厂盆地相同，简述如下：

上侏罗统义县组为酸性—中基性火山岩系，厚为 3732 米；九佛堂组为湖相地层夹酸性凝灰岩，含鱼、叶肢介和昆虫化石，厚为 740 米；阜新组属煤系地层，植物化石较丰富，厚为 247～850 米。

下白垩统孙家湾组为红色砂砾岩堆积，不整合覆于阜新组之上，厚度大于 600 米。

二、沉积相

沙海组（杏园组）下部为冲积相粗碎屑沉积，上部岩性变细，湖相、沼泽相沉积增多，以深水湖相为主，暗色泥岩中动物化石不多，个体也小。阜新组（元宝山组）由湖泊相（包括湖滨三角洲）、沼泽相和冲、洪积相组成，以湖泊相为主，本组富含煤层，主要煤层组之间的砂岩带或砂砾岩带属湖滨三角洲相，砂岩带粒度变化较复杂，最粗部分靠近中部而不在底部，剖面下部和剖面上部都是砂岩与粉砂岩的频繁交互层，层理类型有大型楔形交错层理、波状层理和水平层理，常见菱铁矿质结核。见图 2–10–1、图 2–10–2。

砂岩体在平面上的展布形态呈鸟足状，并向湖相泥岩过渡。巨厚的煤层分布在盆地中部，是湖盆长期沼泽化的结果，煤层呈带状分布，向西北方向煤系地层加厚，而煤层变薄尖灭，岩相侧变为深水湖相。向东南方向煤层急剧分岔尖灭，沿盆缘断裂有宽广的洪积相带展布，冲积相见于洪积相带的内侧，分布不广，见图 2–10–3。

从各相带分布及富煤带分布方向与盆地方向及盆缘断裂走向的一致性，表明盆缘断裂对盆地沉积具有明显的控制作用。

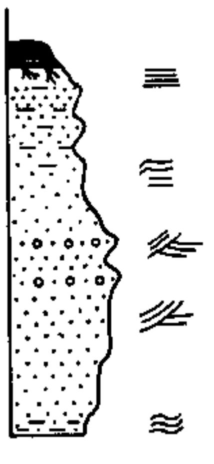


图 2—10—1　元宝山煤田 5、6 煤间砂岩带垂向层序

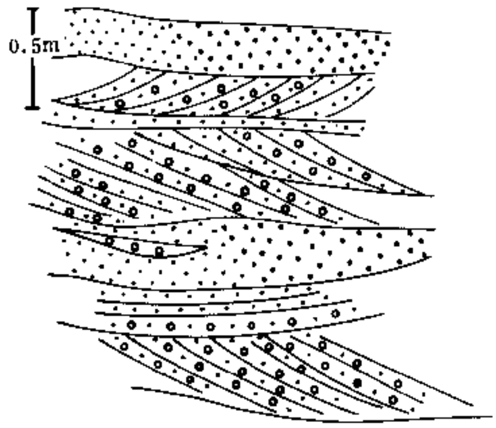


图 2—10—2　元宝山煤田 5、6 煤间砂岩带中部层中的交错层理素描

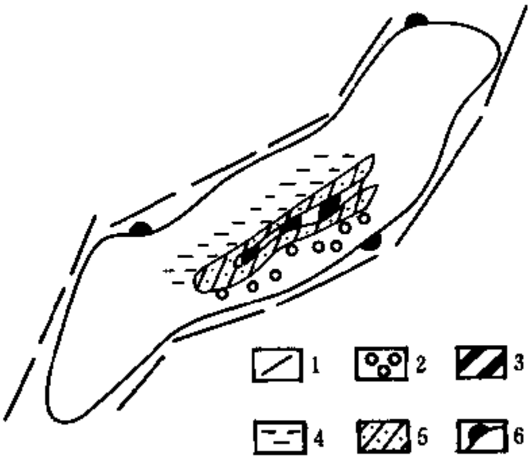


图 2—10—3　元宝山煤田上含煤段沉积略图
1—主干断裂;2—粗碎屑沉积占优势;3—湖相、沼泽相为主; 4—湖泊沉积为主; 5—湖泊、沼泽相与河流相互层; 6—煤田边界线

第二节　构造特征及其发展史

一、构造轮廓

盆地西北赤峰—锦山断裂，它是大兴安岭—太行山基底深断裂带的一部分，也是构成盆地西北边缘的盆缘断裂。盆地东南八里罕—红山断裂，走向北 28°东，倾向东南，倾角 45°～55°，延展达 300 公里，它不但是盆地东南缘的盆缘断裂，而且也是控制赤峰—锦山盆地和平庄—马厂盆地形成和发展的主要断裂，断裂具有压扭性质，破碎带宽 50～100 米，带内有断层角砾岩，糜棱岩，并见围岩蚀变和岩脉穿插现象。在盆地中段，边界断层呈北东向，因此盆地轮廓呈反“S”形，东西向断裂发育于盆地外围基岩露头区，北部、中部和南部均有分布，构成盆地南、北边界。

二、盖层构造

根据煤田勘探资料，盆地内上侏罗统构造呈平缓的褶皱（平均倾角 10°左右），轴向北 25°～30°东，自西南到东北，依次发育有红庙向斜、木头沟背斜、老窑向斜、龙头山背斜、南荒向斜及风水沟向斜等，呈雁行状排列，其轴向与沉积相带斜交，其上为下白垩统不整合覆盖。

盆内断裂有北北东向、北东向，北西向和北北西向四组，其中以北 10°～25°东方向

的断裂规模最大，倾向北西，倾角 50°～70°，多斜切褶皱，属张扭性断裂，这些断裂都切穿煤系地层，是早白垩世以后才形成的。其中北北东向断裂对煤系地层的保存影响极大，只有负向构造及北北东向断裂控制下的下降断块，煤系地层才被保存下来。而上升断块基底抬起很高，煤系全部被剥蚀，如元宝山露天区与红庙区之间，有的钻孔很浅就见到了古老基底。另外，盆地北段小风水沟以北，基底普遍抬高，可能为北西向断裂或东西向构造抬升所致。

三、盆地发展史

赤峰—锦山盆地和平庄—马厂盆地位于地台和地槽褶皱带的交界部位，成盆以前为长期隆起区，燕山运动中期，在北北东向和东西向基底古断裂的基础上断陷形成盆地，其发展主要受八里罕—红山断裂的控制，这一断裂带不仅在成盆以前就已存在，而且成盆时期强烈活动，成盆以后还继续活动，因此，它不仅控制了盆地形成的原始形态，而且也影响盆地现今的面貌。

在晚侏罗世早期，中酸性火山岩喷发极为强烈，火山岩系的分布范围远远超过煤系地层的沉积范围。概略地说，早期地形高差悬殊，以冲积—洪积相为主，晚期地形夷平，盆地沉降速度加快，出现以湖相为主体的非补偿性沉积。阜新组沉积时，沿盆缘断裂山区上升加快，沉积速度超过沉降速度，从盆缘到盆内依次出现了冲积—洪积相、三角洲相、湖相沉积的格局，煤层是在三角洲平原沼泽环境下形成的。由于环境相对稳定，一直保持着山间湖盆的古地理景观。见图 2-10-4。

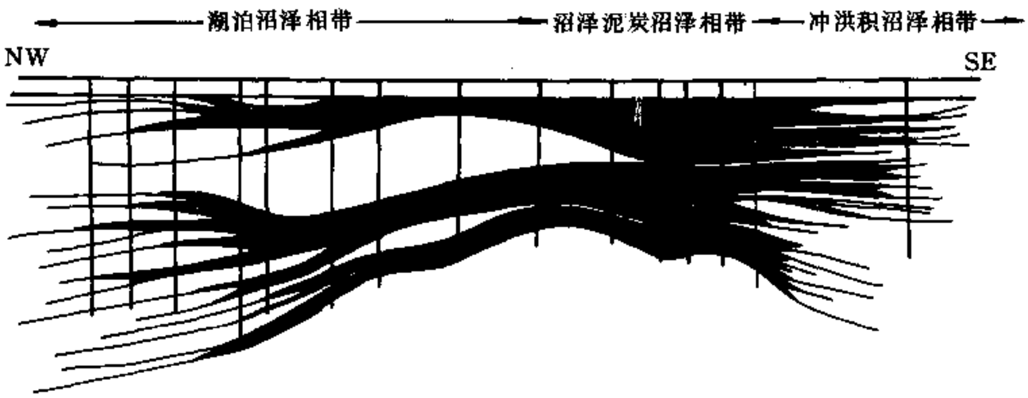


图 2-10-4　元宝山区 5、6 煤组煤层横向变化及沉积相带分布图

盆地受燕山运动影响，由收缩期到消亡期的发展是突变的，煤系地层褶皱并被孙家湾组不整合覆盖，孙家湾组红色砂岩充填盆地，盆地封闭消失。

盆地内的断裂构造是成盆期后的产物，断裂活动的时间在白垩纪后期，第三纪的断裂活动和玄武岩的喷发对盆地进一步进行了改造。

第三节　盆地成油条件分析

赤峰—锦山盆地的成油地质条件有有利的一面，也有不利的一面。有利的条件是：沙海组上部有较厚的湖相泥岩，阜新组有三角洲砂岩和湖相泥岩，煤系地层的厚度比较大。在钻

孔中已见含油和沥青显示。不利的条件是：盆地受多期构造运动改造，阜新组沉积以后即被褶皱并遭受剥蚀，下白垩统孙家湾组沉积后又受到构造断裂活动的改造，煤系地层已不能连片，从煤种为褐煤表明原始埋深较浅，加上保存条件较差，对成油不利。但沙海组资料很少，其成油条件尚待研究。

参 考 文 献●

闫火，1983，辽河裂谷西部凹陷下第三系沙河街组三段浊积岩相及其分布，石油勘探与开发，1983第3期。

朱夏，1983，中国中新生代盆地构造和演化，科学出版社。

陈义贤，1980，早第三纪辽河裂谷形成机理和石油地质问题初步研究，石油勘探与开发，1980第2期。

陈义贤，1985，辽河裂谷盆地断裂演化序次和油气藏形成模式，石油学报，第6卷第2期。

陈溥鹤，1982，大凌河浊积砂体与油气富集，石油勘探与开发，1982第2期。

李庆瑗等，1981，辽河坳陷沉积岩中的干酪根，石油学报，第2卷第4期。

李庆暹，1982，辽河裂谷渐新世初期的扇三角洲，石油勘探与开发，1982第4期。

李应暹，1988，早第三纪辽河裂谷盆地的沉积演化及沉积体系，碎屑岩沉积相研究，石油工业出版社。

李应暹，1989，早第三纪辽河盆地主要储集体的成因及其含油性，含油气盆地沉积相与油气分布，石油工业出版社。

李继亮等，1978，我国几个地区沉积岩系的特征，地质科学，第1978第1期。

李思田，1982，中国东北部中生代断陷盆地的沉积作用和构造演化，地球科学，1982年第3期。

李思田，1985，阜新盆地晚中生代沙海组浊流沉积和相的空间关系，地质学报，1985第1期。

苏第，1985，修正齐波夫定律的计算方法，数学地质通报，1985第1期。

汪缉安等，1985，辽河断陷地热基本特征，石油与天然气地质，第6卷第4期。

汪缉安等，1986，辽河断陷地温、古地温特征与油气资源，石油学报，第7卷第2期。

吴振林，1982，略论辽河西部凹陷油气藏类型及其分布规律，石油与天然气地质，第3卷第2期。

吴振林，1983，应用地震地层学解释探讨辽河西部凹陷几个地质问题，石油勘探与开发，第3卷第2期。

吴振林，1984，辽河油田黄于热构造带的构造型式及其对油气的控制作用，石油勘探与开发，1984第6期。

吴冲龙，1984，阜新盆地古构造应力场研究，地球科学，1984第2期。

金万莲，1981，辽河盆地西部凹陷沙河街组三段浊积岩及其含油性，石油学报，第2卷第4期。

张文昭，1987，辽河凹陷西部斜坡带油气藏形成条件与富集规律，石油与天然气地质，第8卷第1期。

昝立新，1985，兴隆台油田兴隆台油层采油指数变化规律及电潜泵强采条件下所需最低

●本书主要根据辽河油田生产和研究单位最新研究成果（未刊稿）编写。

油层压力计算，石油勘探与开发，1985第5期。

赵庆波，1979，辽河断陷气顶油气藏的分布特征，石油勘探与开发，1979第5期。

赵庆波，1981，辽河天然气 CH_4 分布及开采中变化特征，天然气工业，1981年第4期。

赵庆波，1985，辽河断陷天然气地质特征及成因类型，天然气工业，1985年第3期。

顾志明，1985，辽河裂谷的断块运动和油气聚集，构造地质论丛（4），地质出版社，1985。

陶兴洪，1987，辽河静安堡潜山储集岩的成岩作用特征，石油勘探与开发，1987第6期。

徐矛唐等，1983，辽河油田西斜坡稠油的成因分析，石油学报，第4卷第2期。

程克明等，1987，生气量计算方法研究，石油学报，第8卷第3期。

戚声范，1987，断陷盆地斜坡带的油气，石油勘探与开发，1987第3期。

盛和谊，1984，马圈子构造岩性油气藏的油、气、水分布规律，石油勘探与开发，1984第1期。

盛和谊，1985，在初步开发方案实施过程中研究小层沉积相的可能性和意义，石油勘探与开发，1985第4期。

葛泰生等，1990，辽河盆地的构造特征与油气藏分布，中国中新生代沉积盆地，石油工业出版社。

韩全民，1983，兴隆台旋卷构造的初步探讨，石油与天然气地质，第4卷第4期。

童晓光，1984，辽河西部凹陷隐蔽油气藏的形成和分布，中国隐蔽油气藏勘探论文集，黑龙江科学技术出版社。

黄竹安，1987，大民屯凹陷油气藏分布规律和勘探方法，石油与天然气地质，第4卷第2期。

黄滤生，1987，辽河下游平原早第三纪腹足类动物群的新材料及其地层意义，中国油气区地层古生物论文集（一），石油工业出版社。

薛叔浩等，1988，早第三纪东濮断陷—盐湖盆地的沉积体系与油气分布，碎屑岩沉积相研究，石油工业出版社。

薛叔浩等，1989，中国中新生代陆相盆地类型特征及其含油气潜力，含油气盆地沉积相与油气分布，石油工业出版社。

J·康南，1974，石油生成中的时间—深度关系，张厚福译，1978，国外石油科技资料，1978第1期，华东石油学院出版。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪孢粉，科学出版社。

石油化学工业部石油勘探开发规划研究院等，1978，渤海沿岸地区早第三纪沟鞭藻和疑源类，科学出版社。